

revista brasileira de
ENERGIA

Planejamento e Tecnologias Energéticas



Sociedade Brasileira de
Planejamento Energético

Volume 26, Nº 1, 1º Trimestre de 2020

Diagramação

Kelly Fernanda dos Reis

Revisão

Célio Bermann e Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia
Vol. 26 - nº 1**

Itajubá, 2020 - SBPE

Editor: Célio Bermann
80 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte.

revista brasileira de
ENERGIA

A Revista Brasileira de Energia tem como missão:

“Divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais.”

Editor Responsável

Célio Bermann

Comitê Editorial

Annemarlen Gehrke Castagna

Edmilson Moutinho dos Santos

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Edson da Costa Bortoni

Eduardo Mirko V. Turdera

Elizabeth Cartaxo

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Luiz Augusto Horta Nogueira

Mauro Donizeti Berni

Sergio Valdir Bajay

Virginia Parente

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada trimestralmente.

Diretoria da SBPE

Presidente: Ivo Leandro Dorileo

Vice-Presidente: Edson da Costa Bortoni

Diretora de Eventos: Annemarlen Gehrke Castagna

Diretor de Publicações: Célio Bermann

Diretor Administrativo: Mauro Donizeti Berni

Conselho Fiscal

Edmilson Moutinho dos Santos

Jamil Haddad

Sérgio Valdir Bajay

Conselho Consultivo

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

Secretaria Executiva da SBPE

Kelly Fernanda dos Reis e Lúcia Garrido Rios

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: exec@sbpe.org.br

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

www.sbpe.org.br

EDITORIAL

Os 4 números da Revista Brasileira de Energia do ano de 2020 trazem os 22 melhores trabalhos apresentados durante o XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, ocorrido nos dias 09 a 11 de setembro de 2020. O tradicional evento foi realizado na forma virtual em decorrência do quadro sanitário no país e no mundo, devido à pandemia da covid-19 e contou com a participação de 340 inscritos entre docentes, estudantes, pesquisadores e profissionais das diversas áreas envolvidas.

Foram apresentados 203 artigos científicos que se concentraram em quatro grandes temas: Meio Ambiente, Planejamento, Políticas Públicas e Regulação.

Este primeiro número de 2020 da RBE reúne seis artigos em torno da temática Planejamento e Tecnologias Energéticas.

O primeiro artigo “Análise das consequências provocadas pelo aquecimento de componentes e aumento de temperatura ambiente em sistemas fotovoltaicos” elaborado por *Diego Piazza Hilgert, Renata Lautert Yang, Ana Carla Cordeiro, Nicole Polityto Cremasco e Jair Urbanetz Júnior*, todos vinculados à Universidade Tecnológica Federal do Paraná, avalia sistemas de proteção de instalações solares fotovoltaicas a partir da análise dos disjuntores de dois sistemas conectados à rede elétrica, instalados na região noroeste do Paraná.

No segundo artigo “Construção de residências populares visando soluções de baixo custo sob o conceito da eficiência energética e a sustentabilidade”, os autores *Raul Ferreira Rocha e Eduardo Mirko Valenzuela Turdera*, da Universidade Federal da Grande Dourados, desenvolvem um projeto de casa sustentável no consumo de energia elétrica, baseando-se no programa social do Governo Federal “Minha Casa, Minha Vida”.

O tema da gestão energética local é tratado por *Arthur Mendonça Quinhones Siqueira e Célio Bermann*, da Universidade de São Paulo, no artigo “Fundamentos do Planejamento Energético Centralizado e do Descentralizado”, onde os autores analisam iniciativas orientadas pelos conceitos de Geração Distribuída e Community Renewable Energy (CRE).

O quarto artigo “Gerenciamento eficiente da produção de energia elétrica: desafios para redução do corte de geração de energia das fontes renováveis”, seus autores *Renata Lautert Yang, Gerson Maximo Tiepolo e Jair Urbanetz Júnior*, todos da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, e *Luciane Neves Canha*, da Universidade Federal de Santa Maria, analisam o corte na geração de energia renovável, denominado curtailment, ação utilizada para manter o equilíbrio entre carga e geração.

Por sua vez, os autores *Marcio Andrey Roselli*, *André Luiz Veiga Gimenes* e *Miguel Edgar Morales Udaeta*, da Universidade de São Paulo, propõem a adoção de modelos holísticos na definição das tarifas no artigo “Modelo Holístico Microgranular de Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição para Sistemas de Armazenamento de Energia”.

Por fim, no sexto artigo “Uma Perspectiva para o Setor Elétrico Brasileiro - Horizonte 2029”, de autoria de *André Luiz Inácio Chaves*, do Instituto Federal do Paraná, e *Carlos Alberto Favarin Murari*, da Universidade Estadual de Campinas, é analisado o impacto da diversificação de fontes energéticas de geração no sistema elétrico, planejados através de leilões de energia.

Boa leitura!

Célio Bermann

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

SUMÁRIO

ANÁLISE DAS CONSEQUÊNCIAS PROVOCADAS PELO AQUECIMENTO DE COMPONENTES E AUMENTO DE TEMPERATURA AMBIENTE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....08

Diego Piazza Hilgert, Renata Lautert Yang, Ana Carla Cordeiro, Nicole Polityto Cremasco, Jair Urbanetz Júnior

CONSTRUÇÃO DE RESIDÊNCIAS POPULARES VISANDO SOLUÇÕES DE BAIXO CUSTO SOB O CONCEITO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E A SUSTENTABILIDADE.....20

Raul Ferreira Rocha, Eduardo Mirko Valenzuela Turdera

FUNDAMENTOS DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO CENTRALIZADO E DO DESCENTRALIZADO.....33

Arthur Mendonça Quinhones Siqueira, Célio Bermann

GERENCIAMENTO EFICIENTE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: DESAFIOS PARA REDUÇÃO DO CORTE DE GERAÇÃO DE ENERGIA DAS FONTES RENOVÁVEIS.....45

Renata Lautert Yang, Luciane Neves Canha, Gerson Maximo Tiepolo, Jair Urbanetz Júnior

MODELO HOLÍSTICO MICROGRANULAR DE TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....56

André Marcio Andrey Roselli, André Luiz Veiga Gimenes, Miguel Edgar Moraes Udaeta

UMA PERSPECTIVA PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – HORIZONTE 2029.....68

André Luiz Inácio Chaves, Carlos Alberto Favarin Murari

ANÁLISE DAS CONSEQUÊNCIAS PROVOCADAS PELO AQUECIMENTO DE COMPONENTES E AUMENTO DE TEMPERATURA AMBIENTE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Diego Piazza Hilgert¹
Renata Lautert Yang¹
Ana Carla Cordeiro¹
Nicole Polityto Cremasco¹
Jair Urbanetz Júnior¹

¹Universidade Tecnológica Federal do Paraná

DOI: 10.47168/rbe.v26i1.559

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

Um importante componente dos sistemas de proteção são os disjuntores, os quais impedem que o sistema sofra maiores danos. Neste estudo foram analisados disjuntores de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, instalados na região noroeste do Paraná. Desde a instalação destes sistemas, ocorreu um problema comum a eles, a substituição destes disjuntores que eram de marcas consolidadas no mercado nacional. As possíveis causas do acionamento destes componentes foram investigadas neste artigo por meio de três frentes de trabalho: análise teórica do aquecimento dos componentes internos do quadro geral; análise da influência da irradiação horária, temperatura ambiente e corrente durante a falha dos disjuntores e a exposição contínua dos disjuntores à altas correntes nos meses anteriores às falhas. Com base nessas análises, concluiu-se que a ocorrência isolada delas não causou os problemas, todavia, a associação delas sim.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico, Aquecimento, Temperatura, Disjuntor, Paraná.

ABSTRACT

An important component of protection systems are circuit breakers, which prevent the system from suffering damage. In this study, circuit breakers of two photovoltaic systems connected to the grid installed in the northwest region of Paraná were analyzed. Since the installation of these systems, a problem common to them has occurred, the replacement of these circuit breakers that were of consolidated brands

in the national market. The possible causes of the activation of these components were investigated in this article through three work fronts: theoretical analysis of the heating of the internal components of the general frame; analysis of the influence of solar radiation, ambient temperature and current during breaker failure; and continuous exposure to high currents in the months before the failures. Based on these analyzes, it was concluded that their isolated occurrence did not cause the problems, however, their association did.

Key words: Heating, Temperature, Circuit Breaker, Paraná.

1. INTRODUÇÃO

A sustentabilidade tem impulsionado ações governamentais no Brasil e no mundo visando à preservação de recursos naturais. Neste contexto, há um investimento constante em fontes renováveis de energia. Os sistemas fotovoltaicos vêm crescendo exponencialmente em capacidade instalada mundial, inclusive no Estado do Paraná (ANEEL, 2020a; ANEEL, 2020b).

Nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede elétrica (SFVCR), assim como em outros sistemas elétricos, é necessária a utilização de sistemas de proteção, cujo principal componente é o disjuntor. Segundo Tozetto (2018), o disjuntor é um dispositivo de manobra (mecânico) e de proteção, capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais do circuito, assim como estabelecer, conduzir por tempo especificado e interromper correntes em condições anormais especificadas do circuito, tais como as de sobrecarga e de curto-circuito.

Em circuitos fotovoltaicos é necessária a instalação de um disjuntor de corrente alternada na saída do inversor, com o objetivo tanto de proteção, como de manobra. De acordo Molinari (2010), os disjuntores mais comuns são do tipo termomagnético, que, como seu próprio nome diz, possuem sistemas de proteção térmica e magnética. Devido à atuação térmica do disjuntor termomagnético nos SFVCR analisados, é possível que tenha ocorrido influência térmica na degradação e funcionamento destes disjuntores termomagnéticos instalados.

Sendo assim, este estudo é uma análise dos fatores que podem ter ocasionado a falha dos disjuntores em dois sistemas, em períodos nos quais a corrente era inferior a corrente nominal. Para a realização do estudo, três frentes de análise foram estudadas. A primeira é o estudo teórico do aquecimento dos componentes internos do quadro geral, que podem ter acionado o sistema de proteção. A segunda é a análise da relação entre a temperatura ambiente e irradiância solar na região de instalação dos SFVCR, além da corrente do sistema durante

o período em que o sistema de proteção atuou. A terceira é a análise da possível degradação em função da exposição contínua à correntes elevadas, que, apesar de inferiores à corrente de desarmamento dos disjuntores, foi superior a 50% da nominal e 75% da nominal.

O aquecimento dos disjuntores representa um fator que deve ser considerado no estudo de sua operação e dimensionamento, pois o aumento da temperatura diminui sua ampacidade; e esta elevação na sua temperatura, e dos demais componentes no seu entorno, dificulta a dissipação de calor, podendo levar ao seu desarmamento ou danificação (SMA, 2020).

As mudanças na irradiância solar afetam essencialmente a corrente do módulo, a qual varia do nascer ao pôr do sol e sob a interferência das nuvens. De acordo com DGS (2013), a corrente elétrica no módulo é diretamente proporcional à irradiância incidente, ou seja, quanto maior a irradiância, maior a corrente.

2. METODOLOGIA

Foram estudados dois sistemas fotovoltaicos instalados no estado do Paraná, sendo o Sistema 1 instalado em Rancho Alegre D'Oeste, e o Sistema 2 instalado em Mariluz. Com relação aos inversores, ambos são da marca Fronius, no Sistema 1 a potência é de 5 kW e no Sistema 2, 15 kW. Os módulos instalados eram de 335 Wp, de tecnologia de silício policristalino, tendo o painel do Sistema 1 potência instalada de 6,03 kWp e o Sistema 2, 20,1 kWp. Os sistemas podem ser observados por meio das Figuras 1 e 2, respectivamente.



Figura 1 - Sistema 1



Figura 2 - Sistema 2

As análises realizadas neste artigo se relacionam ao estudo das razões que podem ser responsáveis pela falha em três circunstâncias distintas dos disjuntores dos dois sistemas estudados. Para isto foram analisados períodos antes e após a troca dos disjuntores. Os dias

de desarmamento e troca dos disjuntores de cada sistema são descritos pela Tabela 1. Ressalta-se que ocorreram dois desarmamentos no Sistema 2 em épocas distintas.

Tabela 1 - Datas de queda e troca de disjuntores dos sistemas

	Sistema 1	Sistema 2 (primeira falha)	Sistema 2 (segunda falha)
Data de falha	11.10.2019	26.10.2019	19.02.2020
Hora da falha	10h55min	12h30min	13h30min
Data de troca	15.10.2019	01.11.2019	27.02.2020

O estudo foi dividido em três possíveis razões para o desarmamento dos disjuntores, sendo eles a análise do aquecimento dos componentes internos do quadro geral, análise da relação de temperatura e irradiância com o sistema de proteção, e a exposição contínua do sistema a correntes próximas do valor nominal durante os períodos anteriores à falha.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com a finalidade de análise comparativa, os gráficos de geração diária no dia do sinistro, e no dia posterior à troca dos disjuntores, são indicados por Figura 3, Figura 4, Figura 5, Figura 6, Figura 7 e Figura 8.

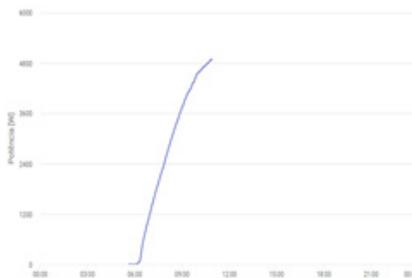


Figura 3 - Curva de geração do Sistema 1 no dia do sinistro

É possível observar na Figura 3 a interrupção da geração de energia elétrica no horário indicado pela Tabela 1, enquanto na Figura 4 não há interrupção da geração até o período final do dia.

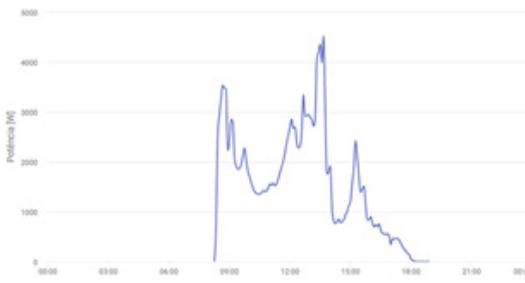


Figura 4 - Curva de geração do Sistema 1 após troca de disjuntor

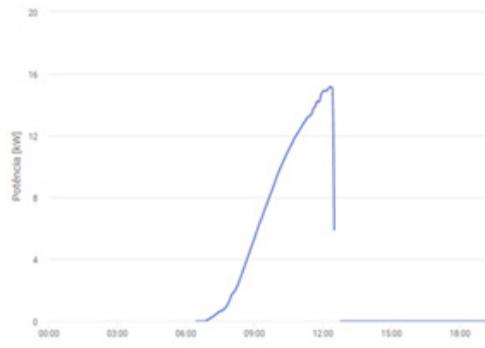


Figura 5 - Curva de geração do Sistema 2 no dia do primeiro sinistro

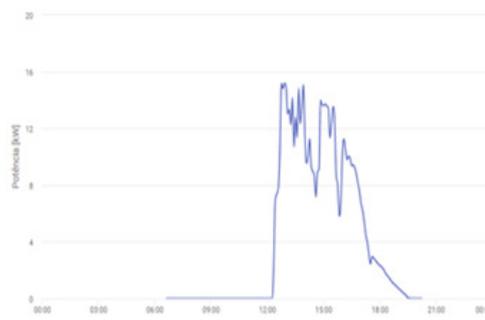


Figura 6 - Curva de geração do Sistema 2 após a primeira troca de disjuntor

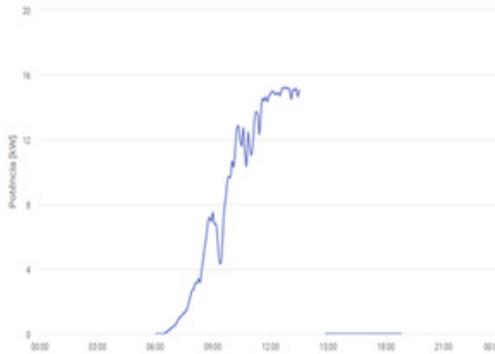


Figura 7 - Curva de geração do Sistema 2 no dia do segundo sinistro

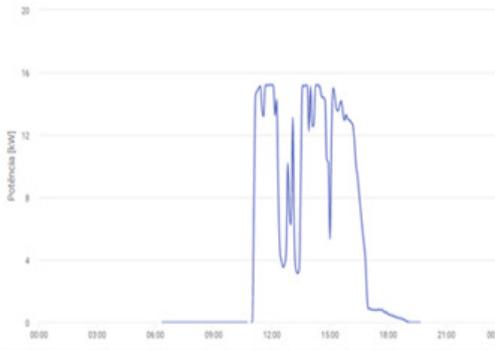


Figura 8 - Curva de geração do Sistema 2 após a segunda troca de disjuntor

Conforme indicados pelas Figuras 5 e 7, a queda dos diferentes disjuntores ocorreu quando o valor de potência era superior a 12 kW, sendo próximo a 16 kW e, possivelmente, da potência nominal do inversor (15 kW). Além disso, é possível observar que a primeira queda ocorreu em um dia de pouca nebulosidade, por conta da inexistência de distorções na curva de geração e, no dia da segunda queda, havia presença de nuvens, pois a curva de geração possui grande distorção.

3.1 Análise do aquecimento dos componentes internos do quadro geral com a atuação do sistema de proteção

De acordo com a norma NBR IEC 60898 (ABNT, 2004), alguns dos pontos que devem ser observados no momento do dimensionamento do disjuntor são: tipo do cabo utilizado; temperatura ambiente ao redor do cabo; quantidade de cabos e método de encaminhamento; temperatura ambiente do disjuntor, e aquecimento mútuo dos disjuntores.

Para sistemas fotovoltaicos nos quais, tanto os cabos, como o quadro onde estão os disjuntores estão em ambientes externos, expostos diretamente ao tempo e ao sol, alguns destes pontos merecem maior atenção, pois há um maior aquecimento destes elementos. Este é o caso de ambos os sistemas em questão.

Ainda segundo a NBR IEC 60898, este sobreaquecimento deve ser considerado, já que o aumento de temperatura provoca uma redução na capacidade de condução de corrente do disjuntor, podendo fazer com que este desarme mesmo em correntes abaixo da corrente nominal. A Tabela 2 exemplifica as alterações causadas pela temperatura (tanto acima como abaixo da temperatura padrão, adotada como 50 graus Celsius) na corrente de atuação do disjuntor, conforme a NBR IEC 60947 (ABNT, 2013).

Tabela 2 - Efeito da temperatura do disjuntor na corrente

Rating	Ambient Temperature (°C)												
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
0.5	0.58	0.57	0.56	0.55	0.54	0.53	0.52	0.51	0.5	0.49	0.48	0.47	0.45
1	1.16	1.14	1.12	1.1	1.08	1.06	1.04	1.02	1	0.98	0.96	0.93	0.91
2	2.4	2.36	2.31	2.26	2.21	2.16	2.11	2.05	2	1.94	1.89	1.83	1.76
3	3.62	3.55	3.48	3.4	3.32	3.25	3.17	3.08	3	2.91	2.82	2.73	2.64
4	4.83	4.74	4.64	4.54	4.44	4.33	4.22	4.11	4	3.88	3.76	3.64	3.51
6	7.31	7.16	7.01	6.85	6.69	6.52	6.35	6.18	6	5.81	5.62	5.43	5.22
10	11.7	11.5	11.3	11.1	10.9	10.7	10.5	10.2	10	9.8	9.5	9.3	9
13	15.1	14.8	14.6	14.3	14.1	13.8	13.6	13.3	13	12.7	12.4	12.1	11.8
16	18.6	18.3	18	17.7	17.3	17	16.7	16.3	16	15.7	15.3	14.9	14.5
20	23	22.7	22.3	21.9	21.6	21.2	20.8	20.4	20	19.6	19.2	18.7	18.3
25	28.5	28.1	27.6	27.2	26.8	26.4	25.9	25.5	25	24.5	24.1	23.6	23.1
32	37.1	36.5	35.9	35.2	34.6	34	33.3	32.7	32	31.3	30.6	29.9	29.1
40	46.4	45.6	44.9	44.1	43.3	42.5	41.7	40.9	40	39.1	38.2	37.3	36.4
50	58.7	57.7	56.7	55.6	54.5	53.4	52.3	51.2	50	48.8	47.6	46.3	45
63	74.9	73.5	72.1	70.7	69.2	67.7	66.2	64.6	63	61.4	59.7	57.9	56.1

3.2 Análise da relação entre a temperatura ambiente e irradiância da região com a atuação do sistema de proteção

No momento do sinistro para os três casos, os valores de irradiância em estações próximas ao local eram de 897,5, 971,7 e 982,5 W/m², respectivamente, conforme dados coletados de INMET (2020). Como não existiam estações do INMET nas regiões de instalação dos sistemas, foram selecionadas estações em cidades próximas. Assim, os dados de temperatura coletados pelo AccuWeather (2020), irradiância obtida pelas estações do INMET (2020) e os dados de corrente do sistema no momento do sinistro de cada SFVCR, são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Dados dos sistemas durante o sinistro

	Sistema 1	Sistema 2 (primeira falha)	Sistema 2 (segunda falha)
Estações do INMET	Nova Fátima	Goioerê	Goioerê
Corrente (A)	21,61	38,88	38,26
Temperatura (°C)	33	34	31
Dados de irradiação horária (Wh/m ²)	897,5	971,7	982,5

Conforme observado nos dados da Tabela 3, os valores de irradiação horária durante os períodos em que ocorreram as falhas dos disjuntores eram alta, próxima a 1.000Wh/m², e a temperatura ambiente também era alta, o que, em geral, ocasiona maiores temperaturas em quadros gerais (que geralmente são fechados e constituídos por material metálico), que podem ter auxiliado na falha dos disjuntores. Os dados referentes às correntes com relação à corrente nominal do disjuntor são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Corrente no sistema versus corrente máxima que o disjuntor suporta

	Corrente no sistema no momento do sinistro (A)	Corrente nominal - Máxima corrente que o disjuntor suporta (A)
Sistema 1	21, 61	25 A
Sistema 2 1ª Falha	38,88	50 A
Sistema 2 2ª Falha	38,26	50 A

Com relação aos valores das correntes durante o período do sinistro, houve variação entre 75% e 90% da corrente nominal dos disjuntores, sendo os valores referentes a 86,44% no Sistema 1, 77,76% na primeira falha do Sistema 2 e 76,52% na segunda falha do Sistema 2. Somente os valores das correntes durante os períodos de sinistro não justificariam o desarme do disjuntor.

3.3 Análise da exposição contínua a altas correntes

Durante todo o período de análise dos sistemas, referentes aos meses anteriores, não foram encontradas correntes superiores às correntes nominais dos disjuntores, portanto, a falha não foi somente desarmamento de segurança dos sistemas. Ocorreram problemas com os disjuntores dos sistemas e, como os fabricantes e marcas eram distintos, foram analisadas as correntes dos períodos anteriores para verificação de possível estresse dos equipamentos.

Os dados da corrente na saída do inversor do Sistema 2, no qual ocorreram duas falhas, foram coletados a cada cinco minutos e analisados entre o período de 07/01/2019 (início de operação) a 19/02/2020 (segunda falha). A Figura 9 ilustra o comportamento da corrente alternada (CA) nesse período. Foram coletadas aproximadamente 66.000 aquisições neste período, conforme valores apresentados no eixo x. Percebe-se que em grande parte de sua operação, a corrente esteve próxima a 40 A.

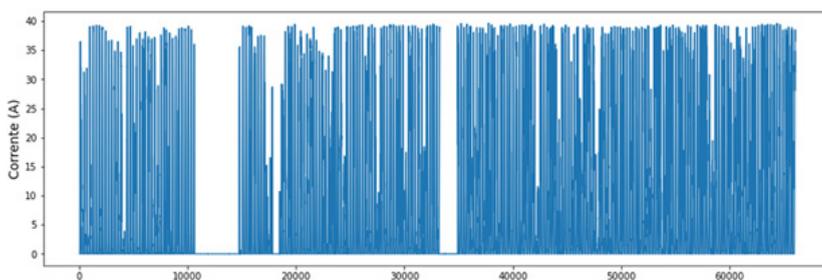


Figura 9 - Corrente na saída do inversor do Sistema 2

Analisando apenas o período de sol, foram contabilizados 37.636 valores. A quantidade de valores brutos de corrente superiores a 50% da corrente nominal foi 10.400 e a quantidade de valores com corrente superior a 75% foi 2.546. Sendo assim, 27,63% dos resultados foram superiores a 50% da corrente nominal e 6,76% dos valores foram superiores a 75% da corrente nominal, considerando todo o período de sol, incluindo os períodos de baixas irradiações horárias.

Para comparação dos valores de corrente, incluindo os horários de baixas irradiações horárias e excluindo dados noturnos, foram realizadas as médias horárias dos valores de corrente. A análise foi dividida entre a quantidade de horários com corrente superior a 50% e 75% em todos os horários ensolarados, totalizando 2.906 valores, e excluindo horários de baixas irradiações horárias (somente das 11h às 16h foram considerados), totalizando 1.256 valores. A Tabela 5 apresenta a quantidade de medições de corrente que obtiveram valores superiores a 50% e 75% da corrente nominal, durante os diferentes períodos escolhidos.

Tabela 5 - Análise da corrente em períodos de sol e maiores irradiações: número de ocorrências

	50% In	75% In
Período total de sol	852	169
Período de maior nível de irradiação (entre 11h e 16h)	727	127

A partir dos valores da Tabela 5 é possível observar que, aproximadamente, 30% dos valores horários obtiveram valores de média horária de corrente superiores a 50% da corrente nominal, considerando o período total de sol. Com relação à análise dos valores entre as 11h e 16h, a situação é ainda mais estressante aos disjuntores, representando 57,88% dos valores de corrente do período.

A quantidade de valores com corrente acima de 75% da corrente nominal foi relativa a 4,37% dos casos sobre todos os horários de irradiação solar, e durante o período entre 11h e 16h foi referente a 10,11% dos casos. Sendo assim, é possível que, após 852 horas de exposição às condições de estresse, tenha ocorrido a degradação dos disjuntores.

4. CONCLUSÕES

Após a análise de operação dos SFVCR durante as ocorrências que levaram à substituição dos disjuntores e estudo das possíveis causas desse problema, conclui-se que nenhuma delas motivou isoladamente o acionamento do sistema de proteção. Percebeu-se que a corrente de operação nos instantes de abertura dos circuitos não foi superior à corrente nominal do disjuntor. Notou-se que o aumento da temperatura, aliado aos altos índices de irradiância solar, contribuíram com o aquecimento dos componentes do sistema e, como consequência,

elevaram o valor da corrente elétrica. Assim, a ação conjunta destes fatores, juntamente com a exposição prolongada à correntes elevadas e próximas à corrente limite do disjuntor, durante horas ao longo do seu período de operação, desde a instalação do sistema, foram as causas possíveis dessas ocorrências nos sistemas estudados. Portanto, todos esses fatores devem ser considerados e analisados no dimensionamento de disjuntores para SFVCR.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste projeto de P&D “ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas”.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. NBR IEC 60947-2:2013 - Dispositivo de manobra e comando de baixa tensão - Parte 2: Disjuntores, 2013.

ABNT. NBR NM 60898:2004 - Disjuntores para proteção de sobrecorrentes para instalações domésticas e similares, 2004.

ACCWEATHER. Tempo em Brasil. 2020. Disponível em: <<https://www.accuweather.com/pt/br/brazil-weather>>. Acesso em: 10 jul. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA, 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/38iJmEr>>. Acesso em: 11 jul. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída, 2020b. Disponível em: <<https://goo.gl/Pj1MCm>>. Acesso em: 11 jul. 2020.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE - DGS. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers, 2013.

INMET. Estações Automáticas, 2020. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>>. Acesso em: 10 jul. 2020.

MOLINARI, E. M. Estudo de Caso de Coordenação e Seletividade da Proteção Contra Sobrecorrente em um Sistema Elétrico Industrial, 2010.

SMA. Technical information: circuit breaker, 2020. Disponível em: <<https://www.sma-america.com/>>. Acesso em: 10 jul. 2020.

TOZETTO, M. F. Instalações Elétricas Residenciais e Sistemas de Proteção, 2018.

CONSTRUÇÃO DE RESIDÊNCIAS POPULARES VISANDO SOLUÇÕES DE BAIXO CUSTO SOB O CONCEITO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E A SUSTENTABILIDADE

Raul Ferreira Rocha¹
Eduardo Mirko Valenzuela Turdera¹

¹*Universidade Federal da Grande Dourados*

DOI: 10.47168/rbe.v26i1.560

Recebido em: 09.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

O número de seres humanos vem aumentando ano após ano, logo, é natural se preocupar com a quantidade de moradias suficientes para comportar todo esse contingente. Para atender esta demanda, sem grandes impactos ao meio ambiente, é preciso levar em consideração o conceito de sustentabilidade, que nada mais é que uma totalidade de ações, ideias e estratégias que são viáveis economicamente e são corretas do ponto de vista ecológico social. O objetivo deste projeto foi desenvolver uma casa sustentável no consumo de energia elétrica, baseando-se no programa social do Governo Federal “Minha Casa, Minha Vida”. O primeiro passo foi tomar como modelo um imóvel já entregue na cidade e, partir dele, aplicar a sustentabilidade. O segundo passo foi pesquisar no comércio, equipamentos sustentáveis para a construção de residências, tais como tijolo modular e telhas ecológicas. Após a pesquisa, com a ajuda de uma engenheira civil credenciada, foi feito o orçamento da construção deste imóvel usando os materiais encontrados. Por fim, estimou-se com detalhes o consumo de energia elétrica e, a partir desse valor, foi dimensionado um sistema fotovoltaico, juntamente com o custo de um jardim vertical e, dessa forma, se obteve o custo total do imóvel. Conhecendo o número de casas entregues até o momento (2018) pelo projeto “Minha Casa, Minha Vida” realizou-se uma projeção para o número de moradias que seriam construídas e entregues nos próximos 20 anos. Com isso, multiplicou-se o número total de residências encontrado por meio da projeção, pelo consumo elétrico anual médio de uma casa, para assim se obter demanda de energia elétrica que seria poupada. Com esse cálculo foi possível detectar a redução no consumo de energia e, com isso, realizar uma análise sobre a geração de créditos de carbono e importação de gás natural de outros países.

Palavras-chave: Casa sustentável, Sustentabilidade, Emissões de CO₂.

ABSTRACT

The number of humans has been increasing year after year, so it is natural to be concerned with the number of houses sufficient to accommodate this entire contingent. To meet this demand, without major impacts on the environment, it is necessary to take into account the sustainability concept, which is nothing more than a total of actions, ideas and strategies that are economically viable and correct from an ecological social point of view. The objective of this project was to develop a sustainable house in terms of electricity consumption, based on the Federal Government's social program "Minha casa, minha vida". The first step was to model a property already delivered in the city and, from there, apply sustainability. The second step was to research in the market, sustainable equipments for the construction of residences, such as modular brick and ecological tiles. After the research, with the help of an accredited civil engineer, the construction budget for this property was made using the materials found. Finally, electricity consumption was estimated in detail and based on this value a photovoltaic system was designed, together with the cost of a vertical garden, thus obtaining the total cost of the property. Knowing the number of houses delivered so far (2018) through the project "Minha Casa, Minha Mida", a projection was made for the number of houses that would be built and delivered in the next 20 years. Therefore, the total number of households found by the projection was multiplied by the average annual electrical consumption of a home to obtain demand for electricity that would be saved. With this calculation, it was possible to detect the reduction in energy consumption and with this carry out an analysis on the generation of carbon credits and the import of natural gas from other countries.

Keywords: Sustainable house, Sustainability, CO₂ emissions.

1. INTRODUÇÃO

É fato que a população mundial vem crescendo exponencialmente desde a virada do século. Segundo dados da ONU (Organização das Nações Unidas), os seres humanos já somam cerca de 7,6 bilhões em todo o mundo (JÚNIOR, 2017). E, como esperado, quanto maior o número de pessoas, maior a demanda, seja ela qual for, mas principalmente por moradia. Logo, agrupar de forma adequada essa quantidade de indivíduos é uma preocupação necessária.

É natural pensarmos que a solução para tal preocupação é simples, basta construir mais moradias. Entretanto, não podemos nos fixar a este pensamento raso, é preciso pensar além da quantidade e focar também na qualidade. A construção de uma casa gera inúmeros impactos ambientais, desde o espaço que passa a ocupar (que antes era vegetação), até a matéria-prima necessária para sua construção, que é extraída da natureza.

Com isso, além da arquitetura e do conforto, devemos nos preocupar também com a sustentabilidade. Por definição, temos que sustentabilidade “tem origem do Latim: “sustentare”, que significa sustentar, favorecer e conservar” (RAZÃO SOCIAL, 2015). Em outras palavras, sustentabilidade é o termo usado para definir as ações humanas que visam suprir suas necessidades, usando os recursos naturais para seu benefício, de forma que eles permaneçam para as próximas gerações.

Há décadas que construir uma casa deixou de ser um simples trabalho braçal e se tornou um projeto mais elaborado. Nos inúmeros campos da engenharia, diversos professores e estudantes dedicam-se à área de pesquisa, a fim de encontrar formas e tecnologias de tornar tais moradias mais seguras, confortáveis e sustentáveis. Foi inspirado nisso que este trabalho foi formatado, em avaliar a construção de uma casa sob o conceito de “sustentável” e acessível, (monetariamente), e que, de forma indireta, cumpra os acordos assumidos pelo Brasil nas conferências promovidas pela ONU.

A primeira conferência das nações unidas aconteceu em 1972 em Estocolmo, na Suécia. Após 1972, inúmeras outras aconteceram, entre elas: Comissão Mundial do Meio Ambiente (1983 a 1986), Cúpula da Terra (1992), Conferência das Partes (1997) entre outras. No ano 2012 no Brasil, mais especificamente, no Rio de Janeiro, aconteceu a Rio+20.

Segundo o site do Governo Federal, a Rio+20 fez com que 188 países participantes, entre eles o Brasil, assumissem o compromisso de investir US\$ 513 bilhões em projetos, parcerias, programas e ações nos próximos dez anos nas áreas de transporte, economia verde, energia, proteção ambiental, desertificação e mudanças climáticas, entre outros (GOVERNO DO BRASIL, 2017).

Localizada nas coordenadas geográficas: Latitude: 22° 13' 18" Sul, Longitude: 54° 48' 23" Oeste, Dourados é a segunda maior cidade do estado do Mato Grosso do Sul com aproximadamente 221 mil habitantes, segundo o censo de 2018 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Devido à sua localização, o clima da região é o tropical, cujas estações não são bem definidas, sendo o verão quente e chuvoso e inverno ameno e seco (IBGE, 2018).

2. APLICAÇÃO DE SUSTENTABILIDADE EM VIVENDAS POPULARES

Apesar de necessário, trabalhar às margens da sustentabilidade pode ser mais caro do que parece. Pensando na viabilidade econômica da construção de casas populares, uma forma conveniente de realizar o que foi mencionado anteriormente é usar um projeto de inclusão social que visa dar moradias de qualidade para famílias de baixa renda. Trata-se de avaliar uma vivenda do projeto federal “Minha Casa, Minha Vida” sob o conceito de sustentabilidade. A Caixa Econômica Federal financia casas. Pelo site da Caixa é possível fazer uma simulação levando em conta o salário do solicitante e, caso seja aceito no programa, este poderá receber o financiamento completo do imóvel com juros baixos. Para manter o desenvolvimento da residência o mais próximo possível do real, foi tomado como exemplo de comparação o projeto de Conjunto Habitacional (COHAB) entregue pela Agência de Habitação (AGEHAB) na cidade de Dourados no bairro Vila Toscana. A casa é de aproximadamente 38 m² de área útil e no valor de R\$ 112.000,00.

2.1 Particularidades da vivenda

Antes de pensarmos em isolantes térmicos, coletores de energia ou sistemas de resfriamento, é ideal que sejam planejados o local e a direção em que a residência será construída.

Por exemplo, na instalação de painéis fotovoltaicos, a orientação técnica sugere que eles estejam voltados para o norte e com inclinação de 45°, para, desta forma, absorver o máximo de radiação solar. Outro ponto que dever ser considerado é a incidência de ventos, afinal, quanto maior a ventilação natural, menor o uso de equipamentos elétricos para esse fim e, sendo assim, haverá uma redução no consumo energético proveniente de dispositivos como ventiladores e ares condicionados.

A criação de um jardim de inverno também é uma boa alternativa para evitar gastos com sistemas de climatização e de iluminação. Ele garante a entrada de radiação solar, vento e com alguns tipos de plantas pode servir também de sistema de resfriamento evaporativo natural, permitindo a umidificação do ar e melhorando o conforto térmico.

Claro que para o projeto “Minha Casa, Minha Vida” ocupar espaço com um jardim de inverno não é algo prioritário, porém é válido considerar, pois 2 m² já seriam suficientes para garantir as melhorias mencionadas acima. Outra hipótese considerável são os jardins verticais que ocupam menos espaço e também garantem conforto térmico.

2.2 Materiais e seus respectivos custos

Pensando na cidade de Dourados, onde o verão é tipicamente tropical, ou seja, quente e chuvoso e o inverno é agradável, pode-se pensar em paredes finas com isolamento térmico, para que no verão as janelas possam ficar abertas absorvendo a luminosidade e os ventos, sem que haja superaquecimento e, no inverno, a temperatura no interior da casa não caia devido a troca de calor com o ambiente externo. *Drywall*, madeira e compensados não oferecem isolamento acústico ideal. O *drywall*, em particular, é uma boa alternativa em países que obrigatoriamente deve-se colocar isolamento, pois ele é prático e de fácil manuseio após sua instalação. Porém, por se tratar de gesso, ainda sofre com o problema da resistência acústica e térmica. Caso seja colocado no Brasil, principalmente em Dourados, seria necessário a instalação de uma estrutura metálica para aumentar sua resistência e necessita também de isolamento térmico e acústico, logo, ficaria inviável. Por isso, essa tecnologia disseminada na Europa, no Brasil é geralmente usada para forros.

Em contrapartida temos os tijolos ecológicos que são feitos à base de argila, areia, cimento e água. Diferentemente dos tijolos convencionais, não necessitam de queima para sua produção, ou seja, diminuem o uso de lenha, amenizando o desmatamento. Outro ponto importante é que por ser feito à base de argila e seus espaços formarem galerias de ar no interior das paredes, ele garante um ótimo conforto térmico. É até seis vezes mais duradouro que os comuns e sua forma garante uma redução de até 80% nos gastos com cimento (DINÂMICA AMBIENTAL, 2015). É possível fazer uma comparação entre os tijolos ecológicos e os convencionais. Analisando de imediato, o tijolo modular é inviável economicamente, porém, para uma obra grande, ele torna-se viável devido à sua economia de cimento. Em sua análise, Weber et al. (2017), afirmam que a economia pode ser de 30% a 50% do valor total de uma obra de alvenaria com tijolos cerâmicos (WEBER et al., 2017). Na Tabela 1 são apresentadas informações levantadas do comércio de Dourados.

Tabela 1 - Custos por m²

Tipos	Dimensão (cm)	Valor unitário (R\$)	Tijolos por m ²	Custo por m ² (R\$)
Ecológico	(25x12,5x7,5)	1,25	53	66,25
6 Furos	(9x19x19)	0,79	28	22,12
Estrutural	(39x19x19)	2,59	13	33,67

Vale ressaltar a diferença entre o tijolo modular e o tijolo adobe que, apesar de parecidos, não são. O adobe tem seu preparo parecido com o modular; ele usa terra crua, água, palha e fibras naturais. Por ser tão simples é conhecido como um dos materiais mais antigos na construção civil, porém, foi deixado de lado com o avanço tecnológico, pois ele não é tão resistente e absorve muita umidade. O tijolo modular ou ecológico, como já foi dito anteriormente, é a base de solo arenoso, argila, água e cimento, portanto, absorve menos umidade e é mais resistente. Pode-se considerar o modular um aprimoramento do adobe.

Após planejar as paredes, é natural pensar no teto da residência e, novamente, há muitos pontos que devem ser planejados antes de escolher um tipo de telha. Um ponto simples, mas de muita relevância, que comumente é ignorado no Brasil, é a cor do telhado. Cores mais claras tendem a refletir a radiação solar fazendo o material absorver menos calor e cores mais escuras tendem a fazer o contrário, logo, para a cidade de Dourados, telhas brancas ajudariam a manter o conforto térmico.

Existem no mercado, atualmente, telhas ecológicas que são feitas de fibras naturais, como resíduos de madeira ou de fibra de coco e banana. Elas não recebem esse nome somente por usarem resíduos. Graças ao seu material, são fabricadas em diversos tamanhos e cores. São impermeáveis e resistentes; podem ser pintadas dos dois lados, o que pode resultar no descarte da necessidade de usar forros. Outro ponto importante é que elas não usam amianto (elemento nocivo à saúde) em sua fabricação.

Um estudo conduzido na Califórnia, pelo grupo *Sustainable Building Task Force*, apresenta que o design verde em construções usando telha sustentável tem uma economia de 10 vezes maior que o investimento inicial para uma estrutura com vida útil de pelo menos 20 anos. Como pode-se notar pela Tabela 2, diferente dos tijolos, a diferença de preço entre as telhas não é tão grande e o custo benefício é muito maior, ou seja, a telha sustentável é sem dúvidas a melhor opção, não só para uma casa sustentável, mas para qualquer tipo residência. Os valores foram levantados em casas de construção de Dourados (2019).

Tabela 2 - Comparativo das telhas

Tipo	Dimensão (cm)	Valor (R\$)
Ecológica verde	195 x 96	53,99
Ecológica vermelha	195 x 96	48,99
Amianto	244 x 110	32,99

Com o auxílio da engenheira civil Ingrid Romanini foi elaborado, por meio do programa Microsoft Excel, o orçamento para um imóvel, usando materiais sustentáveis e aplicando certas medidas, como o uso torneiras econômicas e caixas de descarga com controle de vazão. Foi usada, também, madeira de reflorestamento para estruturar a casa. Com isso chegou-se ao valor final de R\$ 104.000,00, incluindo a mão de obra. A fim de manter a área exata do imóvel tomado como exemplo (Vila Toscana), ao invés de se construir um jardim de inverno, foi dimensionado um jardim vertical que ocupa uma pequena área já existente na residência e executa a mesma função de sistema de resfriamento evaporativo natural. O seu valor, de acordo com o comércio local, é de R\$ 178,00 para todo o conjunto.

2.3 Consumo energético

Utilizando o simulador da Copel, foi dimensionado o consumo de energia elétrica para uma família com três pessoas. Vale ressaltar que o dimensionamento levou em consideração as melhorias da residência, devido à nova climatização e ao conforto térmico, ou seja, na simulação foi determinado um período de uso menor para o sistema de iluminação e foi excluído o uso de ar-condicionado. Ressalva-se que foram consideradas lâmpadas de Led, pois são mais econômicas energeticamente, em contraponto ao custo, que é mais elevado. Com tais considerações, o valor encontrado foi de 164,49 KWh ao mês ou R\$ 157,55.

Com os valores de consumo médio mensal foi dimensionado o sistema fotovoltaico para suprir a demanda da casa. Para uma casa que consome aproximadamente 170 KWh por mês, o simulador de orçamento da empresa fornecedora de equipamento da empresa canadense Canadian (NeoSolar), apresentou um valor mínimo de R\$ 7.200,00. Por fim, contando o valor da construção, dos painéis e do jardim vertical, chegou-se ao valor final de R\$ 111.378,00; aproximadamente o mesmo valor do imóvel tomado como exemplo. Contudo, sua construção é mais rápida devido ao tijolo modular, sua climatização é natural e evita gastos desnecessário no futuro, com eletricidade, graças ao sistema fotovoltaico. É importante salientar que o valor encontrado é muito menor do que os valores de casas sustentáveis presentes na literatura, e isso é atribuído ao fato de que esse estudo visou aplicar soluções de baixo custo para casas de famílias de baixa renda (normalmente com dimensões pequenas) e aplicar o conceito de sustentabilidade. Os imóveis presentes na literatura, normalmente, visam a autossuficiência energética sem preocupações com custos, logo, muitas vezes seus preços atingem valores exorbitantes e distantes da realidade abordada.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Analisando a residência construída, individualmente dispõe-se que ela poupa mensalmente 164,49 KWh ou R\$157,55. Em um ano a casa economizaria 1.973,88 KWh ou R\$ 1.890,60. Considerando que não há preocupações com a vida útil dos tijolos, telhas e nem mesmo do jardim vertical (que basta uma manutenção diária), leva-se em conta apenas a vida útil dos painéis fotovoltaicos, que é de aproximadamente 25 anos. Logo, em 20 anos, o imóvel pouparia 39.477,6 KWh ou R\$ 37.812,00. Com o cálculo do pay back simples, encontrou-se que:

$$\text{Pay back} = \frac{\text{investimento}}{\text{economia}} = \frac{111.378}{1.890,6} = 58,9 \text{ anos}$$

Analisando o valor encontrado fica claro que o desenvolvimento dessa residência, visando lucro financeiro, seria inviável, e não é o foco, porém, como política pública o resultado é viável. A economia devido à energia elétrica poupada resultaria num valor menor a ser pago e isso diminuiria o número de inadimplentes que solicitam o financiamento e no meio do processo acabam não conseguindo honrar com as parcelas e deixam de pagar. Com a simples análise acima conclui-se que os benefícios de se aderir ao modelo sustentável de construção da residência, do projeto “Minha casa, Minha vida” vale a pena. Esse projeto já entregou 4.087.628 de moradias nos últimos 10 anos. Agora, ao levar essa projeção para o cenário nacional, os benefícios são ainda mais visíveis. Os dados desde 2009 até o presente momento são apresentados na Tabela 3 (Brasil, 2018).

Tabela 3 - Imóveis entregues ao longo de 10 anos

Ano	Número de casa em milhares	Ano	Número de casa em milhares
2009	77	2014	577,48
2010	275,1	2015	390,789
2011	289,6	2016	347,687
2012	408,7	2017	400,3435
2013	481,644	2018	599,656

Usando o Microsoft Excel (2016) foi projetado o número de imóveis para os próximos 20 anos usando a ferramenta de tendência, que nada mais é que uma ferramenta que analisa e simula como seria a tendência do projeto “Minha casa, Minha vida”. Vale ressaltar que essa projeção não é exata e há um erro atribuído. Os valores encontrados estão presentes abaixo. Conforme o gráfico mostra, após 20 anos o número de residências entregues somaria aproximadamente 16,5 milhões.

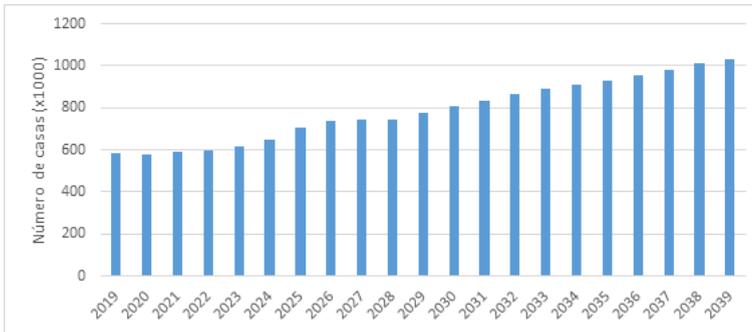


Gráfico 1 – Projeção de casas até 2039

Usando os valores de energia poupada por cada imóvel e, usando a projeção feita, conclui-se que ao final de 2039 teremos 16.543.045,3 casas poupando anualmente 1.973,88 KWh, que é equivalente à 32.653 TWh. Mediante o software Microsoft Excel novamente foi feita a projeção do consumo energético anual do Brasil até 2039 e os resultados obtidos são apresentados no Gráfico 2.

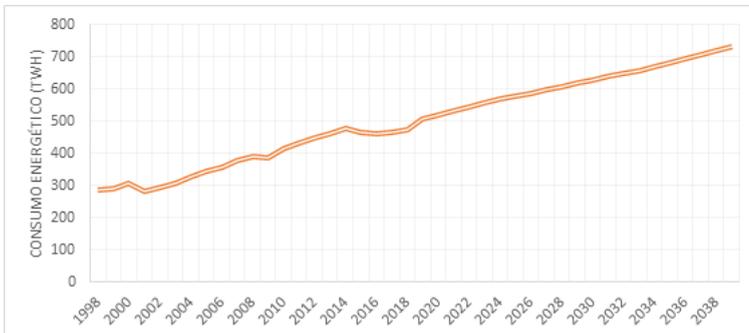


Gráfico 2 – Consumo energético do Brasil em TWh

O gráfico apresenta um aumento no consumo energético do país, sendo mais exato, o consumo em 2039 chegaria a aproximadamente 731,35 TWh, e levando em conta que seriam evitados o consumo de 32,65 TWh de energia elétrica, seriam poupados cerca de 4,5% do cenário nacional.

Quando se fala em geração de energia nacional, fala-se de todas as formas de energia, sendo elas renováveis ou não e, como é conhecimento popular a matriz energética brasileira é predominantemente sustentável, porém há uma parcela significativa proveniente da queima de gás natural em termelétricas. Vale ressaltar que grande parte deste gás natural é importado da Bolívia, ou seja, há um acréscimo no custo final da energia que chega ao consumidor devido à importação do mesmo. Segundo a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), o Brasil teve uma redução considerável na importação de GLP da Bolívia. Em 2015 era comprado cerca de 32,03 milhões de m³/dia e até julho de 2019 foi registrado uma queda para 15,2 milhões de m³/dia (ABEGÁS, 2019). Considerando que a produção não para, ou seja, funciona 365 dias/ano é correto dizer que o Brasil importa em média por ano cerca de 5,5 bilhões de m³, lembrando que nem todo esse gás natural é destinado à geração de energia elétrica, somente parte é, o resto é dividido entre vários outros setores.

Considerando 1 KW= 3.412,14 BTU's, temos que os 32,65 TWh poupados pelos imóveis sustentáveis representariam 111.410 bilhões de BTU's. Segundo a ABEGÁS ainda, o valor do Gás natural importado gira em torno de US\$ 8,24 por milhão de BTU, logo as residências sustentáveis poupariam aos cofres brasileiros cerca de 918 milhões dólares por ano.

Pensando no meio ambiente, toda essa energia gerada de forma sustentável representa uma redução na queima de combustíveis fósseis para geração de energia. Como já analisado anteriormente e, indo além, seria possível converter isso num retorno financeiro.

Segundo Balestieri (2013), em 1997 na Conferência das Partes realizada em Quioto no Japão, foi redigido o protocolo de Quioto que dentre as inúmeras iniciativas de incentivo ao desenvolvimento sustentável, se destacava o mercado de créditos de carbono. O mercado de créditos de carbono, nada mais é do que a compra e venda de certificados de emissão de CO₂, ou seja, uma grande empresa que emitia grandes quantidades de dióxido de carbono poderia comprar os créditos de alguma iniciativa verde e desta forma equilibrar a balança de emissão e sequestro de carbono. Neste cenário o Brasil faria o caminho contrário, uma vez que sua matriz para geração de energia elétrica é predominantemente composta de fontes renováveis, ou seja sustentável, com a adição das residências sustentáveis o Brasil teria maior tolerância com as emissões de gases poluentes de sua matriz

industrial ou poderia vender esses créditos para outros países com uma matriz mais poluente.

4. CONCLUSÃO

Após os cálculos realizados conclui-se que é possível construir um imóvel sustentável de forma rentável, entretanto seu payback mostra que em relação as casas sustentáveis encontradas na literatura, ela não é viável como investimento para o mercado imobiliário, pois a mesma não visa o lucro, porém como política pública, visando somente qualidade de vida e infraestrutura seus benefícios são notáveis.

Além de ter um custo inferior ao de uma casa normal de alvenaria, devido à energia poupada, ainda reduziria o investimento, ou pelo menos adiaria alguns projetos que visam aumentar a geração de energia elétrica no país.

Portanto a adoção do modelo de casa sustentável para os próximos anos pelo Governo Federal e pela Caixa Econômica Federal resultaria na redução do déficit habitacional com moradia de qualidade, geração de energia limpa, preservação ambiental, redução no consumo energético do país em 4,5% (32,65 TWh) e reduziria em 918 milhões de dólares por ano o valor destinados à compra de gás natural da Bolívia. Desta forma o Brasil cumpriria os compromissos assumidos com a ONU e poderia usar o fundo de US\$ 513 bilhões para subsidiar essa nova etapa do projeto “Minha casa, Minha vida”, mantendo intacto os investimentos destinados a áreas importantes como saúde, segurança e educação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA DE HABITAÇÃO POPULAR - AGEHAB. Dourados, 2017. Disponível em: <<http://www.agehab.ms.gov.br/dourados-2/>>. Acesso em: 30 de jun. 2019.

ARQUITETURA INTERIORES. Jardim vertical - como fazer um destes na sua casa?, 201?. Disponível em: <<https://www.arquiteturainteriores.com/jardim-verticais-como-fazer-um-destes-na-sua-casa/>>. Acesso em: 24 de jun. 2019.

BALESTIERI, J. A. P. (2013). Geração de energia sustentável. UNESP, São Paulo.

Brasil diminui pela metade a importação de gás da Bolívia. Valor Econômico, 2019. Disponível em: <<https://valor.globo.com/mundo/noticia/2019/10/03/brasil-diminui-pela-metade-a-importacao-de-gas-da-bolivia.ghtml>>. Acesso em: 10 de out. 2019.

BRASIL. Acordos globais, 2012. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/noticias/meio-ambiente/2012/01/acordos-globais>>. Acesso em: 13 de out. 2018.

BRASIL. Habitação, 2017. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/noticias/infraestrutura/2017/03/minha-casa-minha-vida-entrega-170-mil-moradias-em-2017>>. Acesso em: 30 de jun. 2019.

BRASIL. Habitação, 2018. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/noticias/infraestrutura/2018/12/mais-de-11-6-mil-moradias-serao-entregues-ate-o-fim-do-ano>>. Acesso em: 30 de jun. 2019.

CAIXA ECONÔMICA FEDERAL. Simulador habitacional, 2019. Disponível em: <<http://www8.caixa.gov.br/siopiinternet-web/simulaOperacaoInternet.do?method=enquadrarProdutos>>. Acesso em: 22 de jun. 2019.

COBERTURAS LEVES. Telhado econômico: 6 motivos para escolher a telha ecológica, 2018. Disponível em: <<https://www.coberturasleves.com.br/telhado-economico-6-motivos-para-escolher-a-telha-ecologica/>>. Acesso em: 24 de jun. 2019.

COPEL. Meu simulador de consumo, 2019. Disponível em: <<https://www.copel.com/scnweb/simulador/simulacao.jsf#SESSAO>>. Acesso em: 24 de jun. 2019.

DINÂMICA AMBIENTAL. As vantagens de usar o tijolo ecológico, 2015. Disponível em: <<https://www.dinamicambiental.com.br/blog/sustentabilidade/vantagens-utilizar-tijolo-ecologico/>>. Acesso em: 22 de jun. 2019.

ECYCLE. Tijolo ecológico: o que é e seus benefícios, 2019. Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/392-tijolo-ecologico>>. Acesso em: 22 de jun. de 2019.

IBGE. Panorama, 2017. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ms/dourados/panorama>>. Acesso em: 20 de jun. 2019.

JÚNIOR, E. População mundial atingiu 7,6 bilhões de habitantes. Onu News, 2017. Disponível em: <<https://news.un.org/pt/story/2017/06/1589091-populacao-mundial-atingiu-76-bilhoes-de-habitantes>>. Acesso em: 10 de out. 2018.

NEOSOLAR. Simulador solar – calculador fotovoltaica, 2019. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/simulador-solar-calculadora-fotovoltaica>>. Acesso em: 24 de jun. 2019.

SILVA, R. L.; VIEIRA, M. M. Revistas FCA. Direção predominante, velocidade dos ventos e suas frequências de ocorrência em Dourados – MSS, 2016. Disponível em: <<http://revistas.fca.unesp.br/index.php/energia/article/view/2206>>. Acesso em: 22 de jun. 2019.

WEBER, E.; CAMPOS, R. F. F.; BORGA, T. Análise da eficiência do tijolo ecológico solo-cimento na construção civil. Santa Catarina: Universidade Alto Vale do Rio do Peixe (UNIARP). 2017.

FUNDAMENTOS DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO CENTRALIZADO E DO DESCENTRALIZADO

Arthur Mendonça Quinhones Siqueira¹
Célio Bermann¹

¹*Universidade de São Paulo*

DOI: 10.47168/rbe.v26i1.561

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

O trabalho se propõe a explorar os elementos estratégicos fundamentais que diferenciam os planejamentos energéticos centralizados (PEC) e descentralizados (PED). Seu objetivo é indicar as motivações e pressupostos que constituem cada abordagem. São apresentados conceitos e critérios determinantes na orientação dos processos de planejamento energético (PE) para entendimento da construção dos modelos usados nas previsões e análises de cenários. Sob uma perspectiva histórica são elencadas as motivações das ações que fundamentam as estruturas institucionais propostas pelo “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”. Complementarmente, busca-se entender como o PED favorece a transição para uma matriz energética efetivamente democrática, limpa e renovável. O aproveitamento dos recursos renováveis, que estão distribuídos localmente, exige abordagens inovadoras dos atores locais nas iniciativas e experiências descentralizadas. Para o PEC englobar o contexto da transição energética, o modelo institucional deve se reestruturar para oferecer respostas adequadas às problemáticas contemporâneas. Desse modo, são abordadas as motivações que fundamentaram experiências de PED nas iniciativas orientadas pelos conceitos de Geração Distribuída e Community Renewable Energy (CRE).

Palavras-chave: Planejamento energético, Centralizado, Descentralizado, Fundamentos, Estratégias.

ABSTRACT

The work proposes to explore the fundamental strategic elements that differentiate between centralized (PEC) and decentralized (PED) energy planning. Its purpose is to indicate the motivations and assumptions that

make up each approach. Determining concepts and criteria are presented in guiding the energy planning (PE) processes to understand the construction of the models used in forecasting and scenario analysis. From a historical perspective, the motivations of the actions that underlie the institutional structures proposed by the “New Model of the Brazilian Electric Sector” are listed. In addition, it seeks to understand how PED favors the transition to an effectively democratic, clean and renewable energy matrix. The use of renewable resources, which are distributed locally, requires innovative approaches by local actors in decentralized initiatives and experiences. For the PEC to encompass the context of the energy transition, the institutional model must be restructured to offer adequate responses to contemporary issues. In this way, the motivations that underpin PED experiences in initiatives guided by the concepts of Distributed Generation and Community Renewable Energy (CRE) are addressed.

Keywords: Energy planning, Centralized, Decentralized, Fundamentals, Strategies.

1. INTRODUÇÃO

O trabalho tem como objetivo explorar, dentro do contexto brasileiro de energia elétrica, com foco nas fontes renováveis, elementos estratégicos fundamentais que diferenciam o planejamento energético centralizado (PEC) do planejamento energético descentralizado (PED).

A proposta não é fazer uma análise aprofundada das linhas mestras das principais abordagens sobre o tema, mas se propor a indicar quais os possíveis pressupostos intrínsecos em cada uma dessas abordagens.

Portanto, busca-se elencar quais as motivações e pressupostos constitutivos atualmente adotados no PEC e PED e, por fim, apresentar brevemente experiências de planejamento descentralizado que possam ilustrar tais elementos.

2. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (PE)

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), planejar significa definir antecipadamente um conjunto de ações ou intenções com o objetivo de prever o que ainda não aconteceu, considerando as incertezas (TOLMASQUIM, 2015).

No contexto energético, as ações e intenções do Estado podem ser balizadas pela oferta, demanda ou oferta e demanda. Para que se faça uma previsão de curto, médio e longo prazo são traçados cenários demográficos e econômicos, baseados em premissas e parâmetros de controle, definidos pelo modelo a ser adotado.

A problemática central do PE para a modelagem concentra-se em três eixos: antecipação do futuro, identificação das questões relevantes para a análise dos resultados e elaboração de estratégias. Por isso, o estudo de modelos, como instrumento da análise da realidade, parte de conceitos básicos para uma representação simplificada do real baseada em hipóteses explícitas e implícitas, nas qualidades desejáveis, nas limitações e processos de modelagem disponíveis (ARAÚJO, 1988).

A orientação do processo de PE é determinada através de critérios que são definidos de acordo com a confiabilidade de previsão que se busca. Assim, o modelo de planejamento a ser adotado deve ser escolhido baseado em critérios como, por exemplo, a complexidade desejada, a quantidade de informações necessárias, os cenários predefinidos, os recursos disponíveis (dados, computacionais, financeiros), o horizonte temporal e a cobertura geográfica (SAUER, 2019)

Portanto, a decisão sobre a escolha da orientação no processo de PE deve ser discutida e analisada profundamente a fim de que a natureza das condições de determinado país ou região, e os problemas que se deseja enfrentar, estejam bem claros. Entende-se que um instrumento desenvolvido para determinada realidade e objetivos pode apresentar bom desempenho em um determinado contexto e ser desastroso em outras circunstâncias (ARAÚJO, 1988).

Neste sentido, Collaço (2015) reforça que “partindo-se do pressuposto de que quanto mais próximo da realidade for o planejamento, tanto mais eficaz ele será, torna-se imprescindível considerar as peculiaridades de cada localidade e suas características regionais”.

3. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL

Tolmasquim (2015) descreve que a gênese do modelo atual pode ser mais bem compreendida, sob uma perspectiva histórica, entre a década de 1930 e a crise energética de 2001, destacando-se, segundo ele:

1. O domínio estatal do setor elétrico de 1930 a 1990;
2. A abertura do setor elétrico à iniciativa privada, em meados da década de 1990, face a crise financeira setorial e ao contexto políticoeconômico mundial;
3. A necessidade de reforma do setor, assim como a transição entre o modelo estatal e o que ocorreu nos anos 1990, e
4. As deficiências da reforma do setor nos anos 1990, que resultaram na crise de abastecimento de 2001.

Portanto, a suposta insegurança no abastecimento, evidenciada pela crise de 2001, se tornou um argumento fundamental para uma nova modificação da estrutura institucional do sistema de energia elétrica brasileiro.

Segundo Tolmasquim (2015), todo serviço público de prestação de serviços deve contemplar os pressupostos da confiabilidade de suprimento, modicidade tarifária e universalidade.

Assim, O “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro” se estruturou baseado em quatro grandes medidas: criação de dois ambientes de contratação (livre e cativo), retomada do planejamento, criação de programas para universalização do acesso à eletricidade e reorganização institucional (TOLMASQUIM, 2015).

Em complemento, Sauer (2019) afirma que o Brasil, baseado nas teorias keynesianas de previsões macroeconômicas modernas, organiza seus serviços nacionais de estatística com o objetivo de construir políticas públicas baseadas em modelos capazes de refletir sistemas complexos, de uma maneira compreensível, construídos a partir de diretrizes, princípios e metas, definidas pelas políticas energéticas do país. Deste modo, busca-se promover um marco contextual consistente para avaliar hipóteses e cenários possíveis na tomada das decisões.

Hoje, a formulação e avaliação das alternativas para o atendimento dos serviços energéticos do país têm como foco elencar projetos para elaboração de um plano de ação comercial de viabilização da expansão da energia. Collaço e Bermann (2017), após verificação dos Planos Decenais de Energia (PDE) da EPE, afirmam que o cenário atual do PE do Brasil está restrito a uma visão ofertista de energia, desprovida de quaisquer questionamentos sobre a previsão da demanda, priorizando grandes empreendimentos centralizados de alto impacto socioambiental.

Por fim, A Collaço (2015) alerta que a definição de uma metodologia de planejamento que amplie a democratização é um processo vagaroso que exige a construção de consensos sobre o papel do Estado e, principalmente, o trabalho e formação de quadros técnicos qualificados que conheçam verdadeiramente a realidade do país.

4. QUEM FAZ O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL?

A Figura 1 (TOLMASQUIM, 2015) ilustra a organização das instituições responsáveis pelas atividades do chamado setor elétrico brasileiro e mostra que estas são separadas em três classes: do Governo, Regulatórias e Especiais.

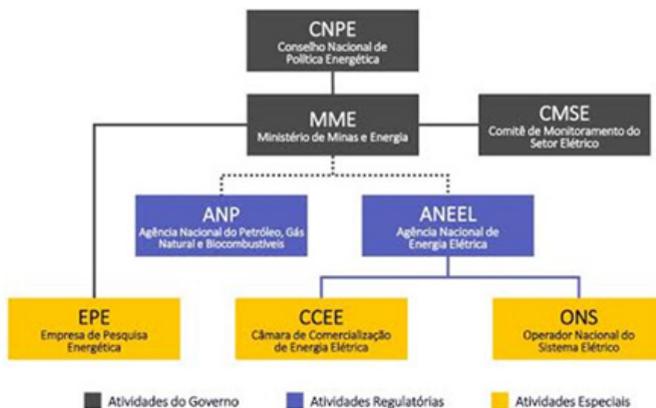


Figura 1 - Organograma dos agentes institucionais do setor elétrico

As atividades políticas de governo são exercidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). As atividades regulatórias são exercidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). As atividades especiais são exercidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Segundo Tolmasquim (2015), os agentes institucionais responsáveis pela execução dessas atividades podem ser divididos em duas categorias: Agentes econômicos setoriais e Agentes institucionais.

A saber:

- Agentes econômicos setoriais: detêm a concessão, permissão ou autorização para exploração da atividade econômica de geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia.
- Agentes institucionais: detêm competências relacionadas às atividades políticas de governo, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do funcionamento setorial.

As atividades de governo estarem hierarquicamente acima das regulatórias e especiais chamam a atenção pois indicam que todas as atividades das políticas de regulação, planejamento, comercialização e operação estarão sujeitas às influências e intenções de poder do governo de situação, que poderá mudar a cada 4 anos.

Neste sentido, o questionamento que se coloca é: quais as limitações para que as estratégias de planejamento energético de longo prazo se tornem políticas de Estado?

5. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DESCENTRALIZADO

Colaço (2015) indica que para uma transição fundamentada em energias renováveis mudanças nas formas de planejamento são inevitáveis, visto que os recursos solares, eólicos, dos resíduos sólidos e biomassa encontram-se distribuídos a nível local.

No Brasil a prática nos mostra que, tradicionalmente, a burocracia nacional não opera de forma aberta ou preza pela transparência. Neste sentido, Colaço (2015) indica que a busca pela participação popular nas políticas públicas tem como consequência o rompimento dessa tradição de planejamento centralizado.

A participação de novos atores nos processos decisórios exige adaptações e rearranjos institucionais, conforme mostra a longa revisão bibliográfica encontrada no trabalho da autora sobre os modelos de PE descentralizado (COLLAÇO, 2015).

Complementarmente, nota-se que há uma tendência mundial, afirmada pelo crescente número de pesquisa na área, para a descentralização no planejamento das mais variadas áreas, como, por exemplo, o caso do saneamento (COLLAÇO e BERMANN, 2017).

Os termos a seguir, basicamente inspirados no conceito de Planejamento Integrado de Recursos (PIR), designam ferramentas e formas de gerir os recursos energéticos sob a perspectiva local e propõem diferentes formas para organização socioeconômica do PE (COLLAÇO, 2015):

- PE Descentralizado (PED);
- PE Local/Local Avançado (PEL/PELA);
- PE Municipal (PEM);
- PE Urbano (PEU);
- Gestão/PE Comunitário (GEC ou PEC);
- Gestão Energética Municipal (GEM);
- Governança Energética Comunitária (GoVEC), e
- Governança Energética Urbana (GEU).

De forma resumida, pode-se definir o PED da seguinte maneira:

O desenvolvimento do Planejamento Energético em âmbito local, de forma descentralizada, pode-se converter em uma forma de alcançar o desenvolvimento local a partir do uso de diferentes fontes de energia como uma ferramenta para o alcance da sustentabilidade de modo a integrar iniciativas de produção de energias renováveis de forma descentralizada, de busca pela eficiência e conservação de energia de forma limpa. (COLLAÇO AND BERMANN 2017: p. 213).

A seguir, serão apresentados dois conceitos que inspiram iniciativas e fundamentam experiências de planejamento descentralizado. A seleção dos conceitos de Geração Distribuída (GD) e Community Renewable Energy (CRE) tem a intenção de ilustrar cada fenômeno a fim de indicar pistas sobre os elementos fundamentais do PED.

5.1 Geração Distribuída (GD)

Para Siqueira (2017) GD é um sistema de geração de energia elétrica modular, localizado no centro de carga, ou perto dele, geralmente conectado à rede de distribuição de energia elétrica. O conceito de micro e mini GD aqui apresentado está limitado à potência de 5MW e ao uso exclusivo das fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

Para um sistema de distribuição operar com confiabilidade, deve-se considerar os recursos e ações que garantam a continuidade do fornecimento, a segurança do sistema e a manutenção dos limites de frequência e tensão. Deste modo, a conexão de uma fonte de GD na rede de distribuição deve respeitar determinados critérios de qualidade de energia (SIQUEIRA, 2017).

Portanto, a expansão da geração distribuída requer estudos apropriados e análises minuciosas dos sistemas de distribuição que serão penetrados por estas fontes. A alocação inadequada de uma GD pode causar transtornos ao sistema e acarretar em problemas de natureza gerencial, regulatória, operacional ou financeira (SIQUEIRA, 2017).

Por outro lado, a apropriada conexão das fontes de geração distribuída na rede, realizada de forma ordenada com estudos elétricos prévios, pode determinar significativa melhoria das características técnicas e econômicas do sistema favorecendo o planejamento de novas redes elétricas (BARIN, 2007).

Entretanto, as tecnologias de redes elétricas existentes hoje podem suportar uma penetração renováveis intermitentes de no máximo 40% (LOWITZSCH ET AL, 2020). Assim, para alcançar uma parcela maior de energia renovável, são necessários novos projetos de rede, com maior inteligência, que ofereçam opções de balanceamento e flexibilidade na geração, demanda e distribuição.

As limitações do sistema de distribuição são reforçadas, apesar das preocupações ambientais, sociais, econômicas e estratégicas manifestadas no Brasil em apoio à GD. A ANEEL considera que nosso problema é técnico e resume-se a diminuição das barreiras para que a geração em pequena escala acesse a rede de distribuição (GARCEZ 2015).

Por esse motivo, Garcez (2015) destaca que os objetivos da política estão relacionados a padrões de interconexão, procedimentos administrativos e considerações tarifárias, o que não é surpreendente,

já que a ANEEL é a entidade reguladora da eletricidade e não a formuladora de políticas de energia no Brasil. Nestas circunstâncias, a questão da GD no Brasil continua sendo tratada dentro do regime regulatório e carece de incentivos sistemáticos, baseados num programa político com estratégia bem definida.

A motivação da ANEEL para regular a geração distribuída está ligada, ainda, a uma agenda geral de aprendizado para aplicações de redes inteligentes, evidente em seu apoio a projetos de pesquisa e desenvolvimento nessa área (GARCEZ 2015)

Estes modelos inteligentes, que emergem do atual contexto de transição energética, se caracterizam pela complementaridade de diferentes fontes de energia, pela flexibilidade e interconectividade dos diferentes tipos de atores (pequenos ou grandes, profissionais ou não) e, principalmente, pela bidirecionalidade do fluxo de energia (LOWITZSCH ET AL 2020).

5.2 Community Renewable Energy (CRE)

Com o crescimento da geração descentralizada de eletricidade e, conseqüentemente, surgimento de diferentes formas de (co) propriedade do consumidor de energias renováveis, as chamadas “comunidades de energia renovável” têm ganhado força no sentido de se tornarem um modelo padrão nos mercados de energia (LOWITZSCH ET AL 2020).

Geralmente, o conceito de CRE é usado de acordo com a seguinte definição:

Projetos em que comunidades exibem um alto grau de propriedade e controle do projeto de energia, além de se beneficiarem coletivamente dos resultados (energia ou economia de receita). (HICKS E ISON 2018; p.524)

Hicks e Ison (2018) alertam que o conceito de CRE não se refere apenas à escala física ou ao tipo de tecnologia, mas fundamentalmente à abordagem adotada para o desenvolvimento de um projeto. A dimensão do processo está no “para quem” o projeto é desenvolvido e executado, onde reside o poder de tomada de decisão e como as pessoas estão envolvidas ao longo da vida de um projeto.

Por exemplo, na Alemanha é comum que os projetos de CRE sejam iniciados, liderados e de propriedade do governo local. No Reino Unido e na Austrália, por outro lado, o governo local desempenha um papel menos ativo, e os atores da “comunidade” se concentraram em indivíduos, grupos e pequenas empresas (HICKS E ISON 2018).

Outro exemplo refere-se às cooperativas de geração de energia renovável na Suíça e Alemanha que podem se beneficiar do apoio

municipal, especialmente se os órgãos municipais se tornarem membros ativos da iniciativa. Nota-se que a participação do aparelho estatal municipal em cooperativas de geração de energia pode ser uma estratégia promissora para que os municípios contribuam na transição energética descentralizada (MEISTER E COLS, 2020).

Para Meister e Cols (2020), CRE refere-se a organizações de energia local, ou regionalmente incorporadas, com ampla participação dos cidadãos e há diversos estudos sobre o desenvolvimento do fenômeno em escala nacional.

Basicamente, o que se observa é um desenvolvimento substancialmente moldado pelas estruturas reguladoras nacionais e, particularmente, dependente dos sistemas tarifários de fornecimento de energia renovável (net metering ou feed in tariff) (MEISTER E COLS, 2020).

Entretanto, embora haja o reconhecimento da importância dos níveis de governança energética nacional e local na promoção do CRE, ainda não está claro como estes dois níveis se relacionam. As interações entre os diferentes níveis de governança já foram identificadas como relevantes para a eficácia das políticas, mas ainda pouco se sabe sobre os efeitos interativos destes níveis (MEISTER E COLS, 2020).

Por outro lado, uma visão crítica de CRE deve se atentar à tentativa de romantizar o termo “comunitário”, a fim de justificar um fenômeno de expansão do neoliberalismo, com o objetivo de implantar técnicas de mercado com menor dependência estatal.

Sob tal perspectiva, Genus e Iskandorava (2020) apresentam três áreas de atenção emergentes:

- legitimidade organizacional e institucionalização de modelos comunitários de negócios de energia;
- legitimidade tecnológica, e
- a dificuldade de criar e manter “coalizões de políticas” que podem permitir às organizações de CRE garantir financiamento suficiente e estável para suas atividades.

Por fim, no sentido da legitimação os autores fazem a seguinte observação:

É necessária uma abordagem diferenciada para transcender as concepções de organizações, tecnologias e modelos de negócios ‘estabelecidos’ e ‘emergentes’, nos quais o que é importante para a institucionalização e o potencial de transformação é sua legitimidade e não apenas sua novidade. (GENUS E ISKANDORAV, 2020. p.15)

6. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho teve o objetivo de explorar elementos que diferenciam o PEC do PED a partir das motivações e pressupostos constitutivos que os possam ilustrar como cada um está atrelado ideia de previsão do futuro.

Conclui-se que fundamentalmente a escolha de um modelo de planejamento depende de três eixos norteadores: a antecipação do futuro, a identificação das questões relevantes para a análise dos resultados e a elaboração de estratégias baseadas em hipóteses. A orientação definida depende do entendimento claro sobre o contexto e a natureza dos problemas que se deseja enfrentar.

Atualmente o PEC no Brasil é orientado pela garantia da segurança no abastecimento à demanda. A confiabilidade de suprimento, a modicidade tarifária e a universalidade do acesso são hoje os pilares que formam a estrutura teórica que fundamentam as diretrizes, princípios e metas da política energética nacional.

A análise do modelo usado deixa nítida a maior atenção dada ao elemento oferta, em detrimento do elemento demanda, evidenciando a urgente necessidade do Estado aprofundar seu conhecimento sobre a demanda no país.

Outro ponto crítico deve-se ao fato das entidades do governo federal terem influência direta nas atividades de PEC. Tal constatação mostra que os pressupostos e premissas do PE estarão sempre sujeitos ao cruzamento com as intenções do governo de situação e podem não se caracterizarem como estratégias nas políticas de Estado.

Por outro lado, a crescente tendência no sentido de uma transição para uma matriz energética limpa e renovável exige inevitáveis mudanças nas formas estruturais do planejamento tradicionalmente adotados no país. A constatação de que recursos energéticos renováveis estão distribuídos no âmbito local, somada ao contexto de uma maior diversidade de atores nos processos, exige movimentos para a adaptação e rearranjo das estruturas institucionais.

A experiência da GD no Brasil revela o atraso tecnológico e as limitações dos sistemas de distribuição de eletricidade. A incapacidade das redes em oferecerem os recursos necessários para o balanceamento e flexibilização da geração, demanda e distribuição de energia é um elemento que chama atenção ao se pensar em estratégias de transição energética.

Assim, uma maciça ampliação da GD no Brasil deverá passar, impreterivelmente, pela evolução dos sistemas de distribuição através de programas de inovação que favoreçam maior robustez, flexibilidade e a bidirecional do fluxo de energia nas redes.

Atualmente, a GD é tratada pelo Estado de maneira tecnicista, dentro de um regime exclusivamente regulatório, e carece de incentivos

sistemáticos baseados num programa político com estratégias bem definidas.

Já as CRE podem ser consideradas como uma consequência do desenvolvimento de experiências em GD que vem se desdobrando numa grande diversidade de modelos de negócio caracterizados por diferentes formas de organização.

É fato que as experiências de CRE não se restringem apenas a escala física ou tecnológica, mas concentram-se principalmente na governança energética das iniciativas. A soma desta observação às evidentes contradições do modelo brasileiro de PEC em vigência favorece um contexto com grande potencial de transição.

O desenvolvimento da GD e CRE é moldado pelas estruturas reguladoras e são particularmente dependentes dos sistemas tarifários *net metering ou feed in tariff*. Portanto, para que se dê continuidade a tendência transitória no contexto atual, é fundamental que as políticas de âmbito nacional estejam alinhadas às políticas locais e vice versa.

Estamos no processo de manter a atenção no poder de transformação destas abordagens e experiências para discutirmos as estratégias que possibilitem a institucionalização destes modelos de desenvolvimento.

Enquanto a legitimação dos modelos de negócios, tecnologias e formas de financiamento não forem estabelecidas continuaremos andando sobre um terreno de incertezas quanto ao futuro.

Por fim, conclui-se que os conceitos de PEC e PED não são antagonísticos ou excludentes, mas sim complementares. Com um bom PED torna-se mais fácil a elaboração e desenvolvimento de um bom PEC. Portanto, alertamos que o futuro a sem previsto nos reserva desafios políticos, sociais, ambientais, tecnológicos, políticos e técnicos para integração e coordenação da transição energética.

7. AGRADECIMENTOS

Este trabalho é parte das atividades do projeto temático, em andamento, “Governança ambiental na Macrometrópole Paulista, face à variabilidade climática”, processo nº 15/03804-9, financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e vinculado ao Programa FAPESP de Pesquisa sobre Mudanças Climáticas Globais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAÚJO, J. L. Diagnóstico, Planejamento, Previsão e Prospectiva. In: Modelos de Energia para o Planejamento. Rio de Janeiro: AIE/COPPE/UFRJ, 1988.

BARIN, A. Metodologia para a análise dos efeitos da geração distribuída sobre as características operacionais dos sistemas de distribuição utilizando técnicas multicriteriais, 2007. Dissertação (mestrado), Santa Maria, RS, Brasil: Universidade Federal de Santa Maria.

BERMANN, C. Notas de Aula disciplina PEN 5027 – Análise Política da Questão Energética e Ambiental. São Paulo. Instituto de Eenergia e Ambiente , Universidade de São Paulo, 2018.

COLLAÇO, F. M. A. Planejamento e Políticas Públicas: uma análise sobre a Gestão Energética Descentralizada em âmbito municipal no Brasil. Universidade de São Paulo, 2015.

COLLAÇO, F. M. A.; BERMANN, C. Perspectivas da Gestão de Energia em âmbito municipal no Brasil. Estudos Avançados, v. 31, n. 89, p. 213–235, 2017.

COLLAÇO, F. M. A. Sinergias entre o planejamento energético e o planejamento urbano: estudo de caso do sistema de energia urbano da megacidade de São Paulo. 2019. text – Universidade de São Paulo, 2019.

GARCEZ, C. A. G. Políticas de geração distribuída e sustentabilidade do sistema elétrico, Accepted: 2016-07-26T10:59:01Z, 19 ago. 2015.

GENUS, A., ISKANDAROVA, M. Transforming the energy system? Technology and organisational legitimacy and the institutionalisation of community renewable energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 125, p. 109795, 1 jun. 2020.

HICKS, J., ISON, N. An exploration of the boundaries of ‘community’ in community renewable energy projects: Navigating between motivations and context, Energy Policy, v. 113, p. 523–534, 1 fev. 2018.

LOWITZSCH, J., HOICKA, C. E., VAN TULDER, F. J. “Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future?”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 122, p. 109489, 1 abr. 2020.

SAUER, I. Notas de Aula disciplina PEN 5003 – Usos finais e demanda de energia. São Paulo. Instituto de Eenergia e Ambiente , Universidade de São Paulo, 2019.

SIQUEIRA, A. M. Q. Uma proposta de avaliação integrada do uso energético dos resíduos sólidos urbanos por meio da teoria de utilidade multiatributo (MAUT).2017.

TOLMASQUIM, M. T. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. 2ed. Rio de Janeiro: Synergia, EPE, Brasília, 2015.

GERENCIAMENTO EFICIENTE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: DESAFIOS PARA REDUÇÃO DO CORTE DE GERAÇÃO DE ENERGIA DAS FONTES RENOVÁVEIS

Renata Lautert Yang¹
Luciane Neves Canha²
Gerson Maximo Tiepolo¹
Jair Urbanetz Júnior¹

¹Universidade Tecnológica Federal do Paraná

²Universidade Federal de Santa Maria

DOI: 10.47168/rbe.v26i1.562

Recebido em: 11.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

O aumento da responsabilidade ambiental tem conduzido a ações sustentáveis mundialmente, inclusive no Brasil. Neste sentido, há uma tendência no aumento de fontes renováveis na geração de eletricidade, com o intuito de descarbonizar a matriz elétrica. Um dos desafios está na crescente participação de fontes intermitentes na matriz elétrica, representadas pela geração eólica e solar. Estas fontes apresentam previsibilidade limitada na geração de energia ao longo do tempo, dependendo de condições meteorológicas locais. A energia renovável gerada pode ter que ser reduzida para manter o equilíbrio entre carga e geração. Deste modo, uma prática comum adotada globalmente é o corte na geração de energia renovável. Esta ação é chamada de *curtailment*. Este artigo abordará este tema, analisando seus motivos e expondo algumas soluções propostas na literatura. No Brasil, o corte na geração de eletricidade é mais frequente em hidrelétricas. Entre os desafios para a redução deste corte, estão o investimento na expansão da rede de transmissão, o gerenciamento eficiente do despacho de energia e sistemas de armazenamento. Portanto, com o aumento da capacidade instalada em usinas eólica e solar, estudar e analisar estratégias a fim de reduzir o *curtailment* mostram-se extremamente relevantes, de forma que haja um maior aproveitamento da energia gerada através de fontes renováveis, contribuindo com a segurança da rede.

Palavras-chave: Sistema elétrico de potência, Geração de energia, Energia renovável variável, Corte, Gerenciamento.

ABSTRACT

The increase in environmental responsibility has led to sustainable actions worldwide, including in Brazil. In this sense, there is a trend in the increase of renewable sources in the generation of electricity, in order to decarbonize the electric matrix. One of the challenges is the growing participation of intermittent sources, represented by wind and solar generation. These sources have limited predictability in timescale power generation, depending on local weather conditions. The renewable energy generated may have to be reduced to maintain a balance between load and generation. Thus, a common practice adopted globally is to reduce the generation of renewable energy. This action is called curtailment. This article will present this topic, analyzing its reasons and exposing some solutions proposed in the literature. In Brazil, the curtailment in electricity generation is more frequent in hydroelectric plants. Among the challenges to reduce curtailment are investment in expanding the transmission grid, efficient management of energy dispatch and storage systems. Thus, when analyzing the national context, it is clear that reducing the curtailment of solar and wind energy is an important strategy for maintaining hydraulic and fossil fuel reserves, contributing to the safety of grid operation. Therefore, the reduction of curtailment must be inserted in the planning studies of the operation, so the system could have a greater use of the energy generated through renewable sources.

Keywords: Electric power system, Power generation, Variable renewable energy, Curtailment, Management.

1. INTRODUÇÃO

Na década de 2020 o Brasil possui o desafio de promover a expansão da oferta de energia elétrica de forma que sustente a retomada do crescimento econômico nacional. Esta expansão deve ocorrer de modo seguro, preservando o acesso à energia a preços competitivos, além de cumprir os objetivos e metas ambientais. Assim, o planejamento energético brasileiro é elaborado de maneira a otimizar a ampliação da oferta de energia de forma sustentável, priorizando energias renováveis. O gerenciamento eficiente da produção de energia constitui um conjunto de ações complexas e desafiadoras (BRASIL, 2020).

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) consiste no conjunto de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. A operação do SEP tem como principal objetivo manter o sistema operando adequadamente, sem sobrecarregar seus componentes e atendendo a todos os requisitos de continuidade, qualidade de energia e economia. A estabilidade do SEP, dada condição operacional inicial, está na sua capa-

cidade de recuperar um estado de equilíbrio operacional após ser submetido a um distúrbio, fazendo com que praticamente todo o sistema permaneça intacto (KUNDUR et al., 2004).

Um dos desafios para suprir a demanda de energia de forma segura está na crescente participação de fontes intermitentes na matriz elétrica, representadas pela geração eólica e solar. Estas fontes apresentam previsibilidade limitada na geração de energia elétrica ao longo do tempo, dependendo de condições meteorológicas locais, como velocidade do vento e irradiância solar. A fonte de geração de energia hidráulica igualmente se enquadra neste cenário, pois depende do nível de seu reservatório, sendo diretamente proporcional ao índice pluviométrico de um determinado período (MIRANDA et al., 2017; LI et al., 2015; LIU et al., 2018).

Portanto, o montante da geração de energia renovável no SEP é incerto. A energia renovável gerada pode ter que ser reduzida para manter o equilíbrio entre carga e geração. Deste modo, uma prática comum adotada globalmente é a redução na geração de energia renovável, ou seja, a usina gera menos que sua capacidade nominal. Esta ação é chamada de *curtailment* (corte, em inglês). (LI et al., 2015).

Assim, este artigo fará uma breve revisão bibliográfica sobre o tema, analisando os motivos destes cortes e as algumas ocorrências. Além disso, serão expostas soluções propostas na literatura, com o objetivo de reduzir este corte na geração de energia proveniente de fontes renováveis.

2. CURTAILMENT

O *curtailment* consiste em uma redução na produção de um gerador, geralmente de forma involuntária, dados os recursos disponíveis. O corte na geração de eletricidade tem sido uma ocorrência comum no setor de energia elétrica e pode ocorrer por vários motivos (REN21, 2020). O *curtailment* ocorre principalmente como consequência de restrições na rede de distribuição e transmissão, como falta de acesso à transmissão ou congestionamento da rede, além de ser uma medida de precaução para garantir a estabilidade do sistema quando existe um alto risco de geração de energia através de determinada fonte. Ele diminui os benefícios ambientais das energias renováveis e aumenta seus custos (JACOBSEN; SCHRÖDER, 2012).

Esta prática adotada globalmente ocorre principalmente devido ao aumento das usinas de energia renovável variável (VRE, do inglês *Variable Renewable Energy*), as quais são eólica, solar e hídrica. A Figura 1 apresenta as ocorrências e formas mais usuais de *curtailment* no mundo. Conforme a Figura 1, o corte na geração destas três VRE

concomitantes ocorre em países como EUA, Canadá, China e Japão. Na Europa, o corte mais frequente está na geração eólica, enquanto no Brasil o curtailment é mais utilizado nas hidrelétricas (LI et al., 2015). No ano de 2020, o corte de geração de energia renováveis tem ocorrido em maior escala nos EUA devido à redução na demanda de energia, provocada pela pandemia do coronavírus, que levou o fechamento de diversos estabelecimentos, por ordens do governo (GTM, 2020).

O Brasil apresenta um planejamento energético bem estruturado e na última década foi o país da América do Sul que instalou mais fontes de energia renováveis, desconsiderando hidrelétricas. O crescimento de VRE no Brasil pode ser observado na Figura 2, que abrange apenas as fontes eólica e solar. Percebe-se que estas fontes vêm ganhando representatividade no cenário nacional, principalmente a geração de energia eólica. A energia solar aparece com valor expressivo a partir do ano de 2017. A maior parte da capacidade instalada do VRE está localizada na região nordeste, o que exige uma provisão adicional de flexibilidade a curto prazo nessa região. As fontes de VRE devem continuar aumentando sua participação na matriz elétrica brasileira, à medida que os custos dos sistemas eólico e solar continuam a diminuir (PRADO et al., 2019). Diversas usinas já foram contratadas em leilões e devem entrar em operação nos próximos anos. Até 2029 estima-se que o aumento percentual de sua capacidade instalada na matriz elétrica brasileira seja superior a 10% (BRASIL, 2020). As Figuras 1 e 2 foram adaptadas de Li et al. (2015).

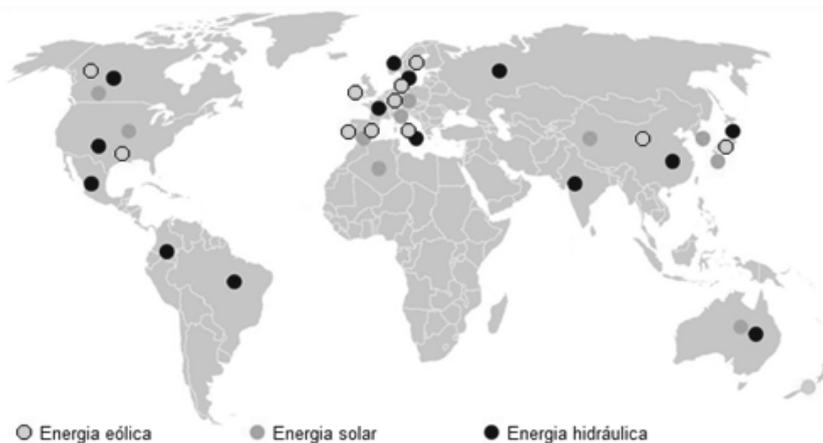


Figura 1 – Ocorrência de curtailment de energias solar, eólica e hídrica no mundo

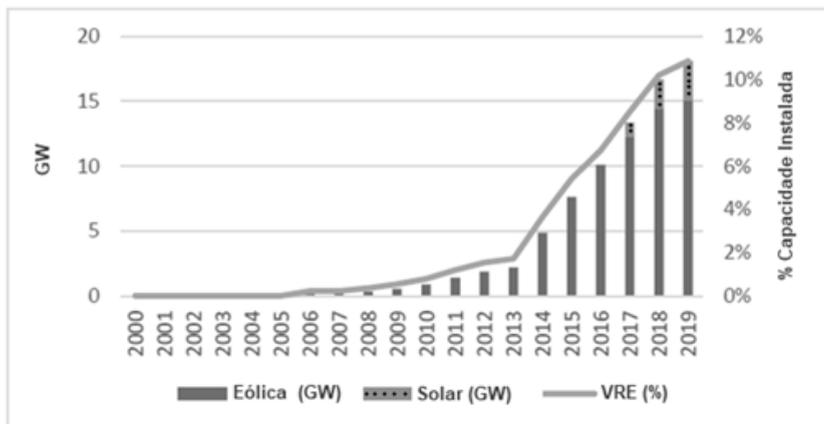


Figura 2 – Evolução da capacidade instalada de VRE no Brasil

Assim, com a crescente capacidade instalada de VRE, o corte nestas fontes surge como uma consequência para manter a estabilidade do sistema, por conduzir a uma operação mais flexível, além de reduzir o congestionamento da rede de transmissão (COTIA et al., 2019). Entretanto, o *curtailment* de VRE deve ser evitado, é preciso que estas fontes sejam melhor aproveitadas, como alternativa à geração de energia através de combustíveis fósseis, reduzindo a emissão de gases do efeito estufa (LI et al., 2015).

3. DESAFIOS PARA REDUÇÃO DE *CURTAILMENT*

Frente ao exposto, soluções podem ser adotadas a fim de minimizar o *curtailment* no SEP. Algumas delas serão analisadas neste artigo, de forma a melhor compreender estas alternativas desafiadoras à redução de geração de energia através de VRE.

3.1 Expansão da rede de transmissão

O excesso da oferta de energia provenientes de determinadas fontes pode acarretar a um congestionamento nas linhas de transmissão, pois há falta de infraestrutura em alguns locais. Como este é um fator que leva ao *curtailment* em certas regiões, a expansão da geração de eletricidade deve conduzir a um investimento em redes de distribuição concomitantemente (GUNNAASANKARAAN et al., 2013).

A expansão da capacidade de transmissão existente poderia permitir ao país maior flexibilidade e troca de energia entre as regiões. Desta maneira, seria possível explorar melhor as complementaridades regionais existentes, além dos efeitos opostos de eventos climáticos em diferentes regiões, como períodos de seca e chuva. Assim, o uso de VRE seria maximizado, podendo transmitir energia de áreas remotas para os principais centros de consumo, evitando o corte (PRADO et al, 2019).

A expansão da rede de transmissão envolve um investimento elevado, porém mostra-se uma ação necessária a fim de garantir a operação do SEP com capacidade adequada nas linhas. Este investimento em instalações de transmissão são custos de longo prazo (contabilizados em anos), enquanto as perdas sofridas devido à falta desta rede são custos de curto prazo (quantificadas em horas). Portanto, deve-se analisar o custo deste projeto e comparar com a perda cumulativa desta energia cortada em um determinado espaço de tempo, verificando a viabilidade desta solução (GUNNAASANKARAAN et al., 2013).

No Brasil, os leilões de energia nova e leilões de transmissão são planejados em conjunto para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Há um planejamento realizado para estes investimentos, até 2029. Entretanto, em 2020, devido à pandemia do coronavírus, houve uma mudança de hábitos de consumo e demanda de energia, a qual reduziu consideravelmente em relação ao ano de 2019. Este fato levou à postergação destes leilões que estavam previstos para ocorrerem no ano de 2020 (MME, 2020).

3.2 Gerenciamento eficiente do despacho de energia

Outra medida que pode ser tomada com o intuito de reduzir o *curtailment* encontra-se no gerenciamento no despacho de energia nas redes de transmissão, em que são priorizados os fluxos de potência de fontes renováveis de energia com menores custos, conforme uma lista de classificação (LI et al., 2015).

Há diversos estudos em andamento com o objetivo de otimizar a política operacional do SEP e minimizar o *curtailment*, uma delas está no despacho por ordem de mérito, conforme a energia de menor custo. A prioridade no despacho da geração através de fontes renováveis pode manter a operação segura do sistema. Ela pode ser realizada por meio de um agendamento e uma ordem de classificação (LI et al., 2015).

No Brasil, as rampas de geração provenientes principalmente de usinas eólicas representam um desafio no controle do sistema, desta

forma esta energia tem prioridade, seguida pela hidráulica. As usinas termelétricas são utilizadas para modular o SEP (BRASIL, 2020).

Neste contexto de crescimento de VRE na matriz elétrica e gerenciamento do despacho de energia, o Reino Unido lançou um programa piloto de medição inteligente no final de 2019 para consumidores que possuem geração distribuída. Os clientes inscritos nele foram pagos para utilizar eletricidade durante o período de geração excedente de VRE e foram compensados por contribuir com o balanceamento da rede. A utilização de diversas tecnologias, como inteligência artificial, vem sendo empregadas no SEP, otimizando o despacho de energia e aumentando a confiabilidade do sistema (REN21, 2020).

Em relação ao Brasil, no Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, há estudos sobre resposta à demanda, podendo ser classificada em resposta a preço e resposta por incentivo. A resposta à demanda baseada em incentivos, que foi considerada no PDE, oferece aos consumidores incentivos financeiros para redução da demanda em momentos críticos para o sistema. São produtos despacháveis, os quais são acionados através de uma ordem de despacho do operador e já foi empregado em um projeto-piloto realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A resposta à demanda atua aumentando a segurança do sistema em situações críticas, como seu custo fixo é menor que de uma nova usina, ela se torna mais viável economicamente (BRASIL, 2020).

No PDE 2029, além da resposta à demanda, a modernização/repotencialização das usinas hidrelétricas aparece como uma alternativa em estudo para suprimento da potência. Esta modernização compreende no aumento da capacidade de modulação de potência no recurso hidráulico, quando ele estiver disponível, considerando o limite de potência por altura de queda dos reservatórios. Por essa tecnologia não possuir custo variável de operação, o despacho esperado no atendimento aos momentos de maior requisito é elevado (BRASIL, 2020).

No gerenciamento eficiente da produção de energia elétrica, melhorar a flexibilidade do SEP é essencial para o avanço da integração de VRE. A flexibilidade é importante para garantir serviços ininterruptos, enquanto gerencia mudanças na oferta e demanda, permitindo condições operacionais seguras e minimiza interrupções na geração ou na transmissão, reduzindo o curtailment (REN21, 2020).

Portanto, determinar o despacho de energia das plantas geradoras a fim de garantir o equilíbrio entre geração e carga representa um dos desafios do SEP no Brasil (COTIA et al., 2019). E esta consiste em uma das ações que deve ser aprimorada a fim de reduzir o corte de geração de energia das fontes renováveis.

3.3 Armazenamento de energia

Dentre as alternativas para reduzir o *curtailment*, está o uso de dispositivos de armazenamento de energia, pois eles compensam os níveis de intermitência e podem levar a um uso mais eficiente de fontes de energia renováveis, evitando a interrupção da geração de eletricidade em sistemas intermitentes (DENHOLM et al., 2010). Há diversos sistemas de armazenamento de energia que podem diminuir este corte na geração de energia, e ele pode ser realizado de algumas maneiras (DENHOLM, 2012). Uma delas reside na flexibilidade inerente da rede através do sistema de armazenamento de energia, que pode atuar para reduzir as restrições mínimas de geração, fornecendo reservas operacionais.

Além disso, uma alternativa que vem sendo estudada é a possibilidade da implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil. O PDE 2029 traz o estudo da possibilidade de considerar esta forma de armazenamento em larga escala no SIN como uma tendência de operação futura, em que este recurso pode reduzir os custos de operação durante os picos de demanda (BRASIL, 2020).

As baterias geralmente fornecem resposta rápida e apresentam potencial para serem empregadas no gerenciamento de energia, esta solução vem sendo discutida em diversas aplicações (DENHOLM et al., 2010). O uso de baterias, apesar de ser uma solução factível, quando empregada em larga escala, não se mostra viável economicamente (BRASIL, 2020).

Para que sistemas de armazenamento desempenhem um papel fundamental na redução do *curtailment*, é necessário que haja uma redução no seu custo, contínuo desenvolvimento desta tecnologia, regulamentação e programas de incentivos para sua implantação. O sistema de armazenamento pode atuar como uma carga flexível, um gerador e até como uma alternativa à transmissão. Portanto, este sistema fornece uma alternativa interessante para aumentar a flexibilidade da rede e reduzir o corte de VRE. Contudo, existem limitações nestas tecnologias, como o armazenamento de energia em larga escala por diversas horas ou dias, além de um investimento elevado (DENHOLM, 2012).

Assim, esta alternativa merece atenção e um estudo mais amplo para sua inserção. Uma opção seria implementar na forma centralizada, com a instalação de grandes armazenadores próximos a usinas intermitentes e de linhas de transmissão. Outra maneira para implementar esta saída estaria no modo descentralizado, em que poderiam haver incentivos governamentais para consumidores que possuem geração distribuída ou carro elétrico. Por exemplo, usuários que gerem energia a partir de fontes intermitentes, como energia solar, ao inves-

tirem em acumuladores poderiam receber subsídios ou uma compensação diferenciada da energia injetada, principalmente no horário de ponta ou de pico de demanda.

4. CONCLUSÕES

As energias renováveis podem servir como uma alternativa ambiental para reduzir a dependência de combustíveis fósseis, os quais emitem gases do efeito estufa. Com o aumento na capacidade instalada de fontes renováveis, diversos problemas no SEP apareceram, resultando no corte de energia.

Entre os diversos desafios existentes que podem ser empregados para reduzir o *curtailment*, nesta pesquisa foram abordadas as seguintes soluções: expansão da rede de transmissão, gerenciamento eficiente do despacho de energia e armazenamento de energia. Cada uma apresenta certa complexidade e desafios característicos para mitigar o problema do corte de geração de energia das fontes renováveis. Apesar das dificuldades em cada caso, é necessário o planejamento, investimento e tomadas de decisões acertadas que contribuam com o fornecimento de uma energia cada vez mais acessível, sustentável, confiável e flexível aos usuários finais.

Portanto, ao analisar o contexto nacional, percebe-se que reduzir o *curtailment* das energias solar e eólica é uma estratégia importante para manter as reservas hidráulicas e de combustíveis fósseis, contribuindo para a segurança da operação do SEP. Assim, a redução do *curtailment* deve ser ampliada nos estudos de planejamento da operação, de forma que haja um maior aproveitamento da energia gerada através de fontes renováveis.

5. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq PQ 1-D 310761/2018-2, CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo n°. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1.

Agradecimentos também ao financiamento da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Os autores agradecem a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste projeto de P&D “ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas”.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

COTIA, B. P., BORGES, C. L., DINIZ, A. L. Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydro-thermal systems, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113, 539-548, 2019.

DENHOLM, P. Energy storage to reduce renewable energy curtailment, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 1-4, 2012.

DENHOLM, P., ELA, E., KIRBY, B., MILLIGAN, M. The role of energy storage with renewable electricity generation, Technical report NREL/TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Plano decenal de expansão de energia 2029, Ministério de Minas e Energia – Empresa de Pesquisa Energética, 2020.

GREEN TECH MEDIA - GTM. California Renewables Curtailments Surge as Coronavirus Cuts Energy Demand, 2020.

GUNNAASANKARAAN, H., VISWANATH, A., MAHATA, K., GOEL, L. Transmission planning by minimizing curtailment of market transactions, *Electric power systems research*, 101, 1-8, 2013.

JACOBSEN, H. K., SCHRÖDER, S. T. Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives, *Energy Policy*, 49, 663-675, 2012.

KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., ANDERSSON, G., BOSE, A., CANIZARES, C., HATZIARGYRIOU, N., HILL, D., STANKOVIC, A., TAYLOR, C., VAN CUTSEM, T., VITTAL, V. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions, *IEEE transactions on Power Systems*, 19(3), 1387-1401, 2004.

LI, C., SHI, H., CAO, Y., WANG, J., KUANG, Y., TAN, Y., WEI, J. Comprehensive review of renewable energy curtailment and avoidance: a specific example in China, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1067-1079, 2015.

LIU, B., LIAO, S., CHENG, C., CHEN, F., LI, W. Hydropower curtailment in Yunnan Province, southwestern China: Constraint analysis and suggestions, *Renewable Energy*, 121, 700-711, 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 10 jul. de 2020.

MIRANDA, R., SORIA, R., SCHAEFFER, R., SZKLO, A., SAPORTA, L. Contributions to the analysis of “Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil” [Energy 100 (2016) 401–415], Energy, 118, 1198-1209, 2017.

PRADO, J. C., LOGAN, J., FLORES-ESPINO, F. Options for resilient and flexible power systems in select south American economies, Technical report NREL/TP-6A50-75431, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2019.

REN21. Renewables 2020 – Global status report, 2020.

MODELO HOLÍSTICO MICROGRANULAR DE TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Marcio Andrey Roselli¹
André Luiz Veiga Gimenes¹
Miguel Edgar Morales Udaeta¹

¹Universidade de São Paulo

DOI: 10.47168/rbe.v26i1.563

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

O trabalho utiliza modelo inédito de cálculo de Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD na forma microgranular, calculadas por unidade consumidora e por hora, seguindo o princípio tarifário da causalidade de custos. O modelo é aplicado à concessionária de distribuição real utilizando dados dos processos de revisão tarifária periódica, constituindo o caso base de estudo. Das curvas tarifárias é possível calcular um Benefício Econômico – BE (R\$/MWh) para cada unidade consumidora, decorrente da instalação de Sistemas de Armazenamento de Energia – SAE em função do tempo de descarga no período de ponta. Ao se aplicar uma única tarifa horária para todos consumidores (modelo vigente) obtém-se um BE de 469,93 R\$/MWh, enquanto o percentil 95% dos BE de cada uma das unidades consumidoras (modelo proposto) resulta em 1.375,19 R\$/MWh para 3 horas de descarga. Adicionalmente são apresentadas as distribuições de probabilidade demonstrando a influência da aplicação de uma tarifa dinâmica em detrimento de uma tarifa horária isonômica para área de concessão, o que poderia aumentar significativamente a viabilidade de investimentos em SAE pela concessionária ou consumidores. O modelo se mostrou robusto e demonstra a viabilidade de adotar modelos holísticos na definição das tarifas, que observe a integralidade os efeitos da inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos, em detrimento do reducionismo adotado atualmente no ambiente regulatório.

Palavras-chave: Tarifas de uso dos sistemas de distribuição, Tarifas locacionais, Tarifas horárias, Sistemas de armazenamento de energia, Recursos energéticos distribuídos.

ABSTRACT

This paper uses an unprecedented model for calculating Electricity Distribution Network Tariffs in microgranular form, calculated by consumer unit and per hour, following the cost causality tariff principle. The model is applied to real distribution using data from the periodic tariff review processes, constituting the base case study. Using tariff curves, it is possible to calculate an Economic Benefit – EB (US\$/MWh) for each consumer unit, resulting from Energy Storage Systems – ESS installation as a discharge time function in peak load. By applying a single hourly rate to all consumers (current model), EB of 88.00 US\$/MWh¹ is obtained, while the percentile 95% BE consumer units (proposed model) result in 257.53 US\$/MWh. Furthermore, probability distributions are presented demonstrating dynamic tariff influence in detriment of a single hourly tariff, which could significantly increase the applying ESS feasibility investments by the distribution company or consumers. The model proved to be robust and demonstrates the feasibility of adopting holistic models in tariff definition, which fully observes Distributed Energy Resources insertion effect, against reductionism currently adopted in the regulatory environment.

Keywords: Electricity distribution network tariffs, Location rates, Hourly rates, Battery energy storage systems, Distributed energy resources.

1. INTRODUÇÃO

O paradigma do setor elétrico está se alterando devido à inclusão de novas tecnologias na rede, mudanças nos hábitos dos usuários e sua capacidade de investir em Recursos Energéticos Distribuídos - RED. Nos RED destaca-se a inclusão de sistemas de microgeração fotovoltaica e armazenamento de energia - SAE. Segundo o MIT (2016), a introdução de novas tecnologias tende a tornar a carga mais responsiva às tarifas, com um aumento potencial na eficiência da rede. Além disso, foi registrado que, com a pandemia de COVID-19, houve uma diminuição no consumo de energia, com reflexos estruturais, que mudaram a forma das relações de consumo (RUSTAM et. al., 2020). Um impacto imediato será o aumento de tarifas, devido à necessidade de manter o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, juntamente com a escalada já prevista dos subsídios tarifários. A deserção da rede por meio da associação de geração distribuída e SAE cada vez mais se aproxima da viabilidade econômica.

¹ Dollar exchange rate 5.34 R\$/US\$.

Nesse sentido, com a possibilidade de escolha entre recursos energéticos, surgem parâmetros de comparação das tarifas e custos, explicitando ineficiências dos monopólios naturais, demonstrando a importância do princípio da causalidade de custos (GARFIELD e LOVEJOY, 1964)¹.

2. MODELO MICROGRANULAR DE CÁLCULO DE TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

É adotado o modelo proposto por Roselli (2020), que representa de forma abrangente a carga e rede de distribuição. Atualmente não há necessidade de se adotar modelos reduzidos conforme descrito por DNAEE (1985), uma vez que toda a rede de distribuição é caracterizada por informações georreferenciadas, o que permite o cálculo determinístico da conexão nominal entre elemento de rede e consumidor, viabilizando modelos holísticos que considerem a rede de distribuição (*beyond the meter*) e o consumidor (*behind the meter*).

2.1 Tratamento de dados

Para o cálculo das tarifas são utilizadas curvas de carga amostrais, dados do cadastro de consumidores, representação elétrica dos elementos da rede, além de dados contábeis e climáticos. Para o cálculo completo dos impactos econômicos de cada consumidor na rede de distribuição é necessário adotar uma proxy para as curvas de carga de cada unidade consumidora. Dessa forma, o processo parte das curvas de carga amostrais, convertidas para o domínio da frequência por meio de Transformada Discreta de Fourier - DFT. Ademais, para todos os usuários utilizam-se como dados de entrada de modelo de Rede Neural Artificial: subgrupo tarifário ou classe de consumo, posição georreferenciada, temperatura², dia da semana e consumo médio mensal. Como saídas são utilizadas as 12 primeiras componentes de carga no domínio da frequência (com período da fundamental de 24 horas). Posteriormente utiliza-se o modelo para se extrapolar as curvas de carga para todas unidades consumidoras, como forma de emular futura penetração da medição inteligente. Detalhes do procedimento de extrapolação de curvas de carga podem ser obtidas de Roselli (2020). A arquitetura da RNA, bem como a correlação entre dados previstos, treinamento, teste e validação, são apresentados na Figura 1 e na Figura 2.

1 O princípio da causalidade de custos diz que a estrutura das tarifas deveria ser definida com base nos custos que cada tipo de consumidor efetivamente imputa ao sistema.

2 Para obter a curva de temperatura na posição de cada unidade consumidora é utilizado modelo de Krigagem, com dados de entrada das estações climáticas automáticas do INMET (ROSELLI, 2020).

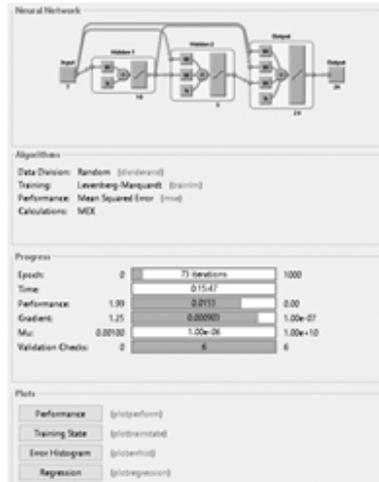


Figura 1 - Arquitetura da RNA utilizando Matlab 2018a

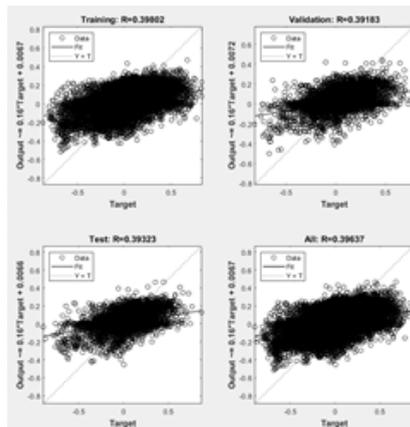


Figura 2 - Correlação de Teste e Validação utilizando Matlab 2018a

Outros dados necessários para o cálculo são a identificação da conexão da rede de baixa tensão e transformador a que determinado consumidor é atendido. Ademais, utiliza-se a informação de conexão entre cada transformador de distribuição e rede de média tensão, e desta até a subestação a que está conectada. O terceiro conjunto de dados refere-se aos custos contábeis médios de cada transformador e subestação por capacidade instalada (R\$/kW) e de redes de baixa e

tensão e média tensão por tipo de rede e distância (R\$/kW·km). Por fim, foram utilizados os parâmetros da rede para o cálculo do custo das perdas de cada incremento de carga de cada unidade consumidora.

2.2 Modelo de Cálculo do Custo Marginal de Capacidade por Espectro de Perdas - CMCEP

O modelo de cálculo do CMCEP foi desenvolvido no âmbito do trabalho de tese de doutorado proposto por Roselli (2020) e implementado no software Matlab 2018A. O modelo parte do princípio de que ao se aumentar a carga de certa unidade consumidora k, supondo seu perfil de carga constante, o valor incremental de perdas no transformador j a que está conectado será dado pela Responsabilidade de Perdas $RP_{j,k}$ (1).

$$RP_{j,k} = \frac{1}{P_{base,j}^2} \cdot \left(\begin{bmatrix} 1/H_{0,1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 1/H_{0,k,1} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} H_{1,1} \cdot H_{1,1} & \dots & H_{i,1} \cdot H_{i,1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ H_{1,1} \cdot H_{1,k} & \dots & H_{i,1} \cdot H_{i,k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} + 2 \cdot H_0 \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \right) \quad (1)$$

Onde $H_i \cdot H_{i,k}$ representa o produto vetorial entre a harmônica de carga i do transformador j em relação a harmônica de carga i do consumidor k. $H_{0,k}$ e H_0 representam respectivamente a potência média da curva de carga do consumidor k e transformador j. Novamente, o mesmo conceito se aplica as subestações, onde os transformadores de distribuição e consumidores de média tensão se comportarão de forma análoga à consumidores de baixa tensão para as os transformadores de distribuição. P_{base} representa a potência nominal do transformador j. Observe que a $RP_{j,k}$ não depende de dados de perda do transformador.

Ao se concatenar as matrizes $RP_{j,k}$ conforme as conexões dos elementos de rede e carga é possível obter a variação nas perdas em cada elemento do sistema de distribuição devido à variação da carga de certo consumidor k. Todavia, as perdas por si só não definem o aumento de capacidade do sistema elétrico, mas, também o momento de sua ocorrência. Um dos conceitos adotados é o de limite térmico do equipamento, por meio da constante de tempo térmica, resistência térmica, temperatura ambiente e condições iniciais de temperatura e perdas. Segundo Roselli (2020), ao se considerar a potência variável ao longo do tempo, para uma curva de 2 patamares, a condição inicial tomada como o patamar fora de ponta, influenciará a ponta aproximadamente conforme função f (2).

$$f = \frac{-\tau \cdot \ln(1 - k^2)}{T_p} \quad (2)$$

Onde k é a relação entre a carga fora de ponta e carga ponta, τ é a constante térmica do equipamento e T_p é a duração do período de ponta. Observe que para um fator de carga baixo (2) será próximo de zero. Todavia, para fator de carga próximo da unidade haverá uma grande influência da carga do período fora de ponta na ponta. Dessa forma, antes de se definir a expressão (1) é necessário aplicar a função (2) nas curvas de carga de unidades consumidoras e transformadores C_k (h) e C_j (h), respectivamente, o que resulta em (3) e (4).

$$\{H_{1,k}, \dots, H_{i,k}\} = \mathcal{F}\{f(C_k(h))\} \quad (3)$$

$$\{H_1, \dots, H_i\} = \mathcal{F}\left\{f\left(\sum_{j=1}^k C_j(h)\right)\right\} \quad (4)$$

Onde $\mathcal{F}\{\cdot\}$ é a transformada de Fourier. De posse $RP_{j,k}$ é possível obter o custo marginal de capacidade do consumidor k conforme (5).

$$CMCEP_{k,j,h} = CME_j(i_{O\&M}, i_{WACC}) \times f(RP_{j,k}) \quad (5)$$

Onde: $CMC_{k,j,h}$: Custo Marginal de Capacidade do consumidor k , em relação à rede j no período h ; CME_j : Custo Marginal de Expansão, dado pelo Custo Incremental Médio de Longo Prazo, diferenciado pelo tipo de rede e extensão (rural, urbano, subterrâneo etc.); $i_{O\&M}$: percentual de Custo O&M; e i_{WACC} : taxa de Retorno dos Ativos.

Para manter as condições de equilíbrio térmico dos subsistemas elétricos é considerado que a expansão será proporcional ao aumento de perdas, qualificado por (2). Os custos com ativos de distribuição, transmissão e custos operacionais serão rateados segundo o custo marginal de capacidade de cada consumidor k (5). Os custos com perdas são rateados segundo a participação incremental nas perdas do

sistema elétrico (1). Como simplificação, os custos com energia e encargos setoriais serão rateados na forma de selo. O cálculo é realizado desconsiderando os componentes financeiros.

2.3 Resultados do modelo

O modelo é aplicado a região de Bragança Paulista - SP. Para a visualização dos resultados do cenário base apresenta-se a tarifa média de cada unidade consumidora atendida em Baixa Tensão na Figura 3. Na Figura 4 são apresentadas as curvas tarifárias de todos os consumidores de baixa tensão do caso base, com as barras em cinza representando o interquartil.



Figura 3 - Tarifas Médias para Baixa Tensão. Valores em R\$/MWh

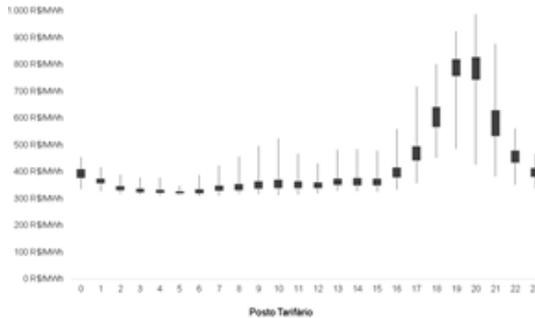


Figura 4 - Curva Tarifária dos consumidores Residenciais

As tarifas foram calculadas para cada uma das cerca de 150 mil unidades consumidoras e para cada hora do dia 01/08/2015, conforme descrito anteriormente.

3. ANÁLISE ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE TARIFAS MICROGRANULARES

Existem vários estudos utilizando a abordagem behind the meter na análise econômica, considerando a TUSD vigente de cada distribuidora. Barcellona et. al. (2018) definem um modelo com a função objetivo de redução dos custos conjuntos da rede (TUSD) e investimentos em SAE, variando sua capacidade de armazenamento. Concluem que atualmente não é viável economicamente a instalação de SAE em sistemas conectados em rede. Todavia, ressaltam que no trabalho não foram considerados outros benefícios dos SAE, tal como o incremento na qualidade do serviço. Koskela et. al. (2019) avaliam a viabilidade econômica dos SAE em sistemas residenciais, concluindo que o armazenamento em curtos períodos de ponta pode ser viável. Ressaltam que a influência da estrutura tarifária na viabilidade econômica do SAE não é bem explorada na literatura acadêmica. Biroon et. al. (2020) realizam análise similar, onde concluem adicionalmente que os SAE podem postergar investimentos em sistemas de distribuição. Nas referências pesquisadas as TUSD são adotadas como parâmetro definido pelas distribuidoras, variando somente a forma de aplicação: monômica, binômica ou horária. Todavia, não é analisada uma análise locacional das tarifas, considerando a integralidade do sistema de distribuição, com tarifas por ponto de conexão e tempo.

Para a aplicação da tarifa em duas partes, ponta e fora de ponta, o BE será dado pela carga no período fora de ponta - FPT e a descarga no período de ponta - PT. Considerando a eficiência do regime de carga ε_{in} e descarga ε_{out} , temos que BE será dado pela relação entre TUSD nos postos tarifários e Tarifas de Energia - TE conforme (6).

$$CE = E \times TUSD_P - \frac{E}{\varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}} \times TUSD_{FP} - E \times TE \times (1 - \varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}) \quad (6)$$

Ao dividir (6) pela energia E temos o BE para cada kWh injetado (7).

$$\frac{CE}{E} = TUSD_P - \frac{TUSD_{FP}}{\varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}} - TE \times (1 - \varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}) \quad (7)$$

A Tabela 1 apresenta demais parâmetros utilizado para as simulações.

Tabela 1 - Dados de Simulações

Componente	Valor
Tributos	36,71%
ϵ_{in}	95,00%
ϵ_{out}	98,00%

Ao assumir um tempo de recarga fixo em 8 horas consecutivas no período de menor tarifa para cada ponto de conexão e um tempo de descarga variando entre 2 horas e 5 horas, obtém-se as distribuições de probabilidade da Figura 5.

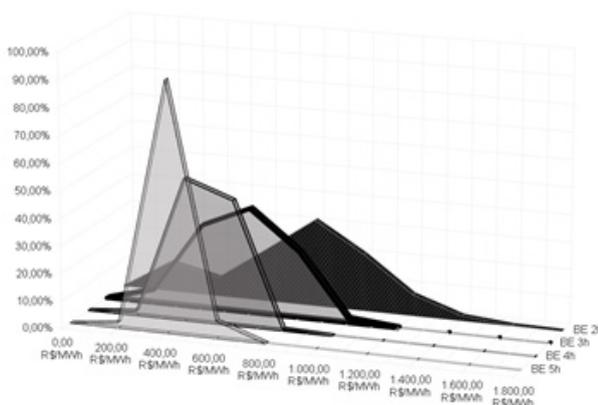


Figura 5 – Distribuições de Probabilidade do Benefício Econômico

Quanto menor o tempo de descarga maior o BE. Ademais, observa-se grande variação do BE em função do ponto de conexão. A Tabela 2 apresenta alguns pontos notáveis da Figura 5.

Tabela 2 - Resultados do Benefício Econômico

Tipo	BE 2h	BE 3h	BE 4h	BE 5h
BE por Tarifa Média	R\$ 540,76	R\$ 469,93	R\$ 427,10	R\$ 371,91
Média BE	R\$ 873,21	R\$ 656,83	R\$ 525,15	R\$ 433,70
Percentil 90% BE	R\$ 1.364,26	R\$ 914,44	R\$ 680,86	R\$ 525,52
Percentil 95% BE	R\$ 1.534,23	R\$ 1.003,61	R\$ 723,37	R\$ 555,76

O BE por Tarifa Média decorre da aplicação de uma TUSD horária média. Como exemplo, o valor de R\$ 469,93 seria equivalente à aplicação da Tarifa Branca¹, com carga no período fora de ponta de 8 horas consecutivas e descarga constante no período fora de ponta, de 3 horas consecutivas. A Média BE decorre do cálculo do BE das cerca de 100 mil unidades consumidoras residenciais e cálculo da média simples. Observe que a variância média das curvas tarifárias será maior do que a variância da curva tarifária média ponderada e, dessa forma, a aplicação de uma tarifa única para toda área de concessão tende a reduzir a viabilidade da inserção dos SAE.

Todavia, há um sensível aumento da viabilidade na possibilidade de se identificar as unidades consumidoras que, pelo ponto de conexão, possuem maiores BE, devido aos maiores custos de ponta. Com a aplicação de tarifas locais ao se identificar as 5% das unidades consumidoras com maiores BE, e utilizar um ciclo de carga de 8 horas consecutivas e um período de descarga de 2 horas é possível obter um BE de R\$ 1.534,23.

4. CONCLUSÃO

É apresentada uma análise econômica de Sistemas de Armazenamento de Energia em unidades consumidoras residenciais, considerando a aplicação de uma tarifa horária única para todas unidades consumidoras residenciais, tal como a aplicação da modalidade tarifária branca. Posteriormente, é aplicada a tarifa locacional e dinâmica, para cada uma das unidades consumidoras (cerca de 100 mil). Dessa forma, é possível observar que há uma grande variação entre as curvas tarifárias de cada ponto de conexão. Dessa forma, é possível priorizar a instalação de SAE em unidades consumidoras com maiores Benefícios Econômicos.

O trabalho apresenta uma avaliação global do potencial impacto da estrutura tarifária na viabilidade do SAE. Todavia, há dificuldades práticas de aplicação. A primeira e mais importante é o uso de uma tari-

¹ Para detalhes sobre a Tarifa Branca consultar ANEEL (2010).

fa locacional e dinâmica no caso real, o que demandaria a implantação de rede de medidores inteligentes e sopesar o princípio de simplicidade tarifária e de causalidade de custos, no sentido de aprimorar o segundo em detrimento do primeiro. Ademais, com a implantação de SAE haverá uma maior dinâmica de alteração das curvas de carga de rede, que em um segundo momento aumentaria o fator de carga geral das redes no longo prazo, reduzindo relativamente as tarifas no período de ponta. Por conseguinte, reduziria o BE o que demandaria uma análise de dinâmica tarifária. O modelo tarifário aplicado atualmente parte do reducionismo, com modelos agregados e aplicação isonômica para todas unidades consumidoras. A proposta demonstra o potencial de viabilidade econômica de aplicação de SAE, alterando apenas a estrutura tarifária vigente. As análises dinâmicas do sistema tarifário serão avaliadas em trabalho futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Sinal Econômico para a Baixa Tensão. Nota Técnica. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf.

BARCELLONA, S.; PIEGARI, L.; MUSOLINO V.; BALLIF C. Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants, in IET Renewable Power Generation, vol. 12, no. 2, pp. 135-142, 5 2 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0243.

BIROON R. A., BIRON Z. A.; HADIDI R. Commercial Load Profile Sensitivity Analysis to Electricity Tariffs and Battery Characteristics, in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 56, no. 2, pp. 1021-1030, March-April 2020, doi: 10.1109/TIA.2019.2959000.

DNAEE. Nova Tarifa de Energia Elétrica, Metodologia e Aplicação. 1985.

GARFIELD, P. J.; LOVEJOY, W. F. Public utility economics. New Jersey: Prentice Hall, 1964.

KOSKELA J.; LUMMI K.; MUTANEN A.; RAUTIAINEN A.; JÄRVEN-TAUSTA P. Utilization of Electrical Energy Storage With Power-Based Distribution Tariffs in Households, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 3, pp. 1693-1702, May 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2879612.

MIT. Utility of the Future report. MIT, 2016. Disponível em: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>

ROSELLI, M. A. Modelo Locacional Dinâmico para Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição. 220 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019. No prelo.

RUSTAM F. et al. COVID-19 Future Forecasting Using Supervised Machine Learning Models, in IEEE Access, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2997311.

UMA PERSPECTIVA PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – HORIZONTE 2029

Luiz Inácio Chaves^{1 2}
Carlos Alberto Favarin Murari²

¹Instituto Federal do Paraná

²Universidade Estadual de Campinas

DOI: 10.47168/rbe.v26i1.564

Recebido em: 28.06.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

O planejamento energético para o setor elétrico tem sido muito discutido nos últimos anos em nosso país, a matriz elétrica no Brasil tem se diversificado cada vez mais. Ainda que a geração hídrica seja predominante, outras fontes têm ganhado espaço na última década. O impacto desses novos empreendimentos de geração no sistema elétrico, planejados através de leilões de energia, é objeto de estudo deste trabalho.

Palavras-chave: Planejamento energético, Matriz elétrica, Setor elétrico, Geração de energia, Intercâmbio de energia.

ABSTRACT

Energy planning for the electricity sector has been much discussed in recent years in our country, the electric matrix in Brazil has been increasingly diversified. Although water generation is prevalent, other sources have gained ground in the past decade. The impact of these new generation ventures on the electricity system, planned through energy auctions, is the subject of this work.

Palavras-chave: Energy planning, Electrical matrix, Electrical sector, Power generation, Energy Exchange.

1. INTRODUÇÃO

A dependência do ser humano pela energia elétrica tem crescido constantemente e com o aumento da população é inerente o crescimento da demanda de eletricidade no Brasil, que tende a triplicar até 2050, quando 10% da frota de veículos serão elétricos e 13% da

demanda elétrica residencial será suprida por energia solar. O consumo de eletricidade tende a sair dos atuais 513 GWh para cerca de 1624 TWh em 2050 (MME, 2018).

O Brasil é o quinto maior país do mundo em extensão territorial (OECD, 2018), tendo como fronteira 10 países diferentes e por estar localizado em 2 hemisférios diferentes possui seis tipos de climas: equatorial, subtropical, semiárido, tropical de altitude, tropical atlântico e tropical, sendo esse último o predominante. Isso ocasiona peculiaridades nas regiões do país, como volume de chuvas, velocidade dos ventos e índice de radiação solar. O país ainda possui 12 bacias hidrográficas que formam o maior potencial hídrico do mundo e tem uma grande região litorânea com o oceano Atlântico (BRAGA et al., 2008). Essas peculiaridades associadas a grande disponibilidade de recursos naturais oferecem ao Brasil um cenário bem diferente comparado ao resto do mundo (IEA, 2019). Apesar de o aproveitamento desses recursos para a geração de energia elétrica poder ocorrer através de diversos tipos de energias renováveis, atualmente, o país depende principalmente da energia hidráulica. É fato que o Brasil possui a matriz elétrica mais renovável do mundo (TOMALSQUIM, 2012), com mais de 70% da energia gerada proveniente de fontes renováveis de energia (ANEEL, 2019).

Como a geração hídrica no Brasil tem apresentado níveis com tendências de estabilidade nos últimos anos e a demanda de energia tem apresentado crescimento constante, a tendência é o uso de novas soluções para o suprimento da demanda. As principais alternativas encontradas tem sido a geração a partir das termoelétricas e usinas eólicas. Nos últimos 10 anos, Figura 1, percebe-se que a geração térmica tem sido essencial para o aumento da geração de energia elétrica no país, as baixas nos índices de geração hídrica têm sido preenchidas principalmente com geração térmica.

Segundo Bronzatti e Neto (2008), para suprir a queda do potencial de geração hidrelétrica, a partir de 2020 outras fontes poderão aumentar sua participação no quadro de geração de energia elétrica. Isso ocorreria em dois períodos distintos devido ao grau de maturidade das tecnologias. O primeiro momento, a partir de 2010, o gás natural seria uma capacidade complementar de cerca de 480 TWh/ano, que proporciona o suprimento da necessidade de energia elétrica. Num segundo momento, a partir de 2020, quando as tecnologias para geração de fontes eólicas e solar estiverem mais consolidadas e com menor custo, a maior participação dessas matrizes energéticas será fundamental.

A Figura 1 apresenta o histórico de utilização das fontes de energia no Brasil (ANEEL, 2019).

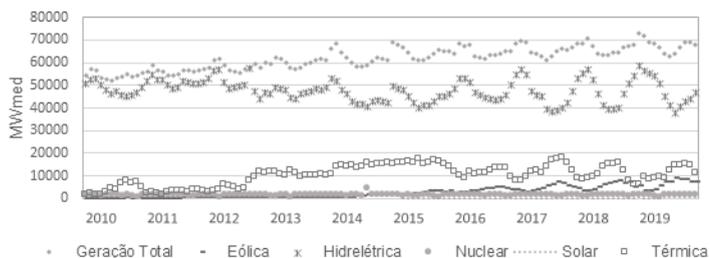


Figura 1 - Histórico de utilização das fontes de energia no Brasil

Além da grande variabilidade sazonal da geração elétrica na última década, Figura 1, a configuração do parque hidroelétrico brasileiro também tem reduzido a capacidade de regularização plurianual, ou seja, tem-se mostrado gradativamente menor o tempo com que se pode contar com a energia armazenada nos reservatórios para o atendimento da carga, em que se evidencia que a capacidade de armazenamento dos reservatórios para atendimento da demanda elétrica que, em 2001, chegou a 7 meses, caiu para em torno de 4 meses em 2018. É que, na perspectiva do setor elétrico, os reservatórios são vistos como grandes baterias que armazenam energia na forma de água. Na medida em que o crescimento da demanda elétrica não vem acompanhado por essa capacidade de reserva de energia, mostra-se necessário buscar outras alternativas para dar mais segurança ao suprimento de eletricidade ao sistema elétrico.

Outro indicativo é o aumento do custo marginal de operação nos últimos anos, Figura 2 (ONS, 2019), o uso de fontes com alto custo de operação tem se intensificado. Nota-se que a capacidade de armazenamento não sofreu alteração pela não construção de usinas com grande capacidade de acumulação, devido sobretudo à decisão da sociedade de não mais aceitar grandes reservatórios e seus impactos sociais e ambientais associados (IENA, 2018).

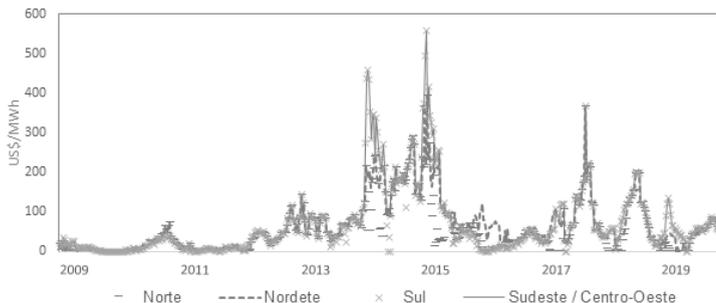


Figura 2 - Histórico do custo marginal de operação do SIN

Assim, o objetivo deste trabalho é mostrar uma perspectiva de geração e demanda até 2029, com base no plano decenal de expansão de energia 2029 (MME 2018), nos leilões de geração em vigência, Tabela 1, e na média de aumento da demanda dos últimos 10 anos nas regiões do país.

2. METODOLOGIA

Para estimativa da demanda de cada região nos próximos anos, equação (2), considerou-se o aumento médio de carga dos últimos 10 anos em cada região, equação (1). O balanço de energia foi obtido com a soma da demanda média prevista para as regiões, equação (3) e da geração máxima prevista para cada período até 2029, equação (4). A geração máxima prevista, equação (4), é soma da potência atual com a potência prevista nos leilões, Tabela 1. A maior geração média mensal em cada região, dos últimos 10 anos, foi considerada como referência de potência atual. Os leilões considerados foram os que têm previsão de entrada de geração a partir de 2020 (ANEEL, 2019): 03/2015 (A-5), 01/2016 (A-5), 03/2016 (A-5), 04/2017 (A-4), 05/2017 (A-6), 01/2018 (A-4), 03/2018 (A-6), 03/2019 (A-4), 04/2019 (A-6). A energia excedente foi obtida a partir da diferença da geração máxima prevista com a demanda máxima prevista para cada região, equação (5).

$$\Sigma M = \frac{(A_1) + (A_2) + (A_3) + \dots + (A_{10})}{10} \quad (1)$$

$$D_p = (\sum M \cdot C_a) + C_a \quad (2)$$

$$\sum D_p = (D_{pN}) + (D_{pS}) + (D_{pSD/CO}) + (D_{pND}) \quad (3)$$

$$G_m = (P_a) + (P_l) \quad (4)$$

$$E_x = (G_m) - (D_p) \quad (5)$$

Onde $\sum M$ é o aumento médio (%); A_1 é o aumento em cada ano para cada região (%); D_p é a demanda Prevista (MWmed); $\sum M$ é o aumento médio de cada região (%); C_a é a carga média do ano anterior de cada região (MWmed); $\sum D_p$ é a demanda prevista nas regiões (MWmed); D_{pN} é a demanda prevista para região Norte (MWmed); D_{pS} é a demanda prevista para região Sul (MWmed); $D_{pSD/CO}$ é a demanda prevista para região Sudeste e Centro-Oeste (MWmed) e D_{pND} é a demanda prevista para região Nordeste (MWmed); G_m é a geração máxima (MWmed); P_a é a potência atual (MWmed); P_l é a potência prevista nos leilões (MWmed) (Tabela 1) (MME, 2018); E_x é a energia excedente (MWmed); G_m é a geração máxima (MWmed); D_p é a Demanda máxima prevista em cada região (MWmed).

Tabela 1 - Adição de potência instalada prevista

Adição prevista de potência instalada (MW)										
Fontes	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Eólica	353	107	264	1521	1212	-	-	-	-	-
Hidrelétrica	836	213	111	214	38	-	-	-	-	-
Fotovoltaica	298	557	585	-	-	-	-	-	-	-
Térmicas	2033	1452	50	2353	363	-	1405	-	-	-
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uma vez que o aproveitamento das fontes de energia ocorre em regiões distintas, seja por disponibilidade de recursos naturais ou de matéria prima, compete ao SIN gerir o intercâmbio da geração excedente entre as regiões. Nessas situações, observamos que essa estrutura

tem recebido reforços para possibilitar o aumento da capacidade de interligação entre as regiões e os novos limites de intercâmbio podem ser vistos na Tabela 2 (ONS, 2019). Assim, quando se analisa a capacidade de geração excedente nas regiões é essencial considerar se os potenciais estão dentro dos limites de intercâmbio existente entre as regiões.

Tabela 2 - Capacidade de intercâmbio entre as regiões

Regiões consideradas	Máximo intercâmbio nos últimos 10 anos (MWmed)	Capacidade de intercâmbio a partir de 2023 (MW)
Norte →Nordeste	3968	7300
Norte →Sudeste/Centro-Oeste	5514	13400
Nordeste→Sudeste/Centro-Oeste	3513	6000
Sul →Sudeste/Centro-Oeste	5880	13400

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As regiões apresentaram o seguinte aumento médio na demanda nos últimos 10 anos: Norte: 4,6% a.a., Nordeste: 3,97% a.a, Sul: 3,34% a.a, Sudeste / Centro-Oeste: 2,46% a.a. A carga média no SIN subiu de 54222 MWmed em 2010 para 67850 MWmed em 2019, o que representa um aumento de mais de 25% em uma década (ONS 2019). O crescimento da demanda de energia elétrica no país tem sido um desafio para o setor elétrico na última década e em algumas épocas a energia elétrica chegou a ter custos históricos, chegando a mais de 500 dólares MWh-1, Figura 2. Nesses períodos de alto custo de operação, as usinas hidrelétricas apresentaram baixos índices de geração, resultando numa maior participação de outras fontes, principalmente de termelétricas.

Para as condições consideradas, o aumento da demanda de energia elétrica para os próximos anos será significativo, chegando a mais de 90000 MWmed até 2029, o que corresponde a um acréscimo de mais de 30% comparado ao previsto para 2020, Figura 3. Isso faz com que a região Sudeste/Centro-Oeste continue sendo a maior consumidora de energia elétrica do país, atingindo uma potência máxima de cerca de 50000 MWmed em 2029. Os índices de potência máxima sempre devem ser considerados para o planejamento energético, sendo úteis para o estudo dos limites de intercâmbio entre as regiões, bem como para o planejamento da operação.

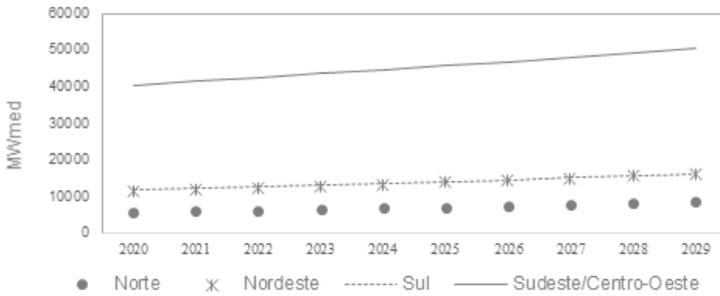


Figura 3 - Perspectivas de demanda máxima nas regiões do país

A participação da geração térmica para o suprimento da demanda de energia elétrica tem sido indispensável no Brasil. Percebe-se que nos últimos anos, Figura 1, o aumento da demanda tem obrigado o uso de termelétricas como geração complementar. Ainda se percebe que a contribuição de outras fontes tem crescido a fim de atender a demanda crescente de energia elétrica.

Em dezembro de 2012 o país tinha uma potência instalada de aproximadamente 121 GW e um consumo de 77 GW, isso não significa que a situação é absolutamente confortável para o sistema elétrico brasileiro, pois como a base geradora de energia são as hidrelétricas, na época de seca ocorre nível baixo nos reservatórios e essa capacidade instalada não corresponde à quantidade real de energia que o país pode gerar. O ano de 2015 começou com o legado da seca dos anos de 2013 e 2014, Figura 1, o que acarretou o aumento no uso das termelétricas para suprir a demanda, aumentando significativamente o custo da eletricidade, Figura 2.

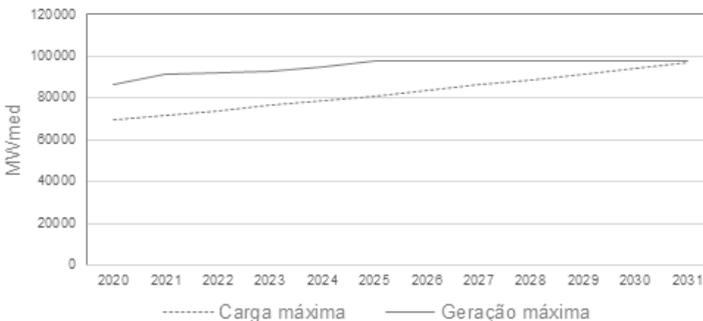


Figura 4 - Balço de energia do SIN

O planejamento atual para o setor elétrico através dos últimos leilões somado à potência atual, Figura 4, ressalta a importância da adição de mais fontes de energia elétrica para o suprimento da demanda futura. É imprescindível enfatizar que há previsões de aumento no planejamento de geração a partir de leilões nos próximos anos, o que pode aumentar a disponibilidade das fontes de energia, trazendo mais folga para os limites de operação e demanda.

Nessas circunstâncias, a aproximação das curvas de demanda e geração, principalmente a partir de 2025, Figura 4, sinaliza um aumento na utilização das fontes instaladas para o suprimento da demanda, o que poderia trazer alto custo da energia aos consumidores, principalmente pelo uso das termelétricas. Além disso, essa redução da margem de operação poderia conferir menor confiabilidade ao sistema elétrico, visto que haveria menor disponibilidade de potencial de geração em relação a demanda de energia.

A década de 90 foi um período de mudanças importantes para o setor elétrico brasileiro, onde o governo procurou tomar medidas que pudessem atrair investidores para a ampliação do parque gerador de energia elétrica do país, e dessa forma fomentar o desenvolvimento econômico da nação. Estes investimentos, porém, não ocorreram da maneira esperada devido às estratégias políticas antigas que faziam com que as empresas do setor elétrico absorvessem prejuízos para não repassar reajustes aos consumidores (SANTOS, 2015). Desta forma, a capacidade de geração e transmissão de energia elétrica no país não recebeu investimentos adequados, resultando num sistema defasado que não atendia à demanda de energia.

Nos últimos 10 anos a carga total de energia foi maior que a geração própria nas regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e, portanto, o suprimento da demanda dessas regiões depende do fornecimento de outras regiões. No entanto, existem épocas do ano que até mesmo essas regiões acabam fornecendo energia elétrica para as outras. Nesse contexto, destaca-se que aqui estão sendo analisados os momentos de maior capacidade de geração e demanda das regiões, o que normalmente acontece em épocas do ano diferentes umas das outras, o que possibilita a alternância de intercâmbio. Em média, na última década, a região Norte possuiu maior quantidade de energia excedente durante a primeira metade do ano, enquanto a região Sul e Nordeste na segunda (ONS, 2019). Isso tem viabilizado o fornecimento de energia entre as regiões através do intercâmbio monitorado pelo SIN.

Considerando o cenário analisado de potência máxima gerada em cada região, a perspectiva é que a maioria das regiões teria em algum momento energia excedente, Figura 5. A região Sudeste apresentaria déficit a partir de 2026, chegando próximo a 4000 MWmed em 2029.

Cabe observar que nesses casos extremos poderíamos ter limitações no aproveitamento da energia excedente, principalmente entre as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste em 2025, onde a energia excedente do Nordeste ultrapassaria o limite de intercâmbio entre as regiões. Outra limitação que também poderia ocorrer seria entre o Norte e o Nordeste, visto que a energia excedente chegaria próxima ao limite de intercâmbio em 2020.

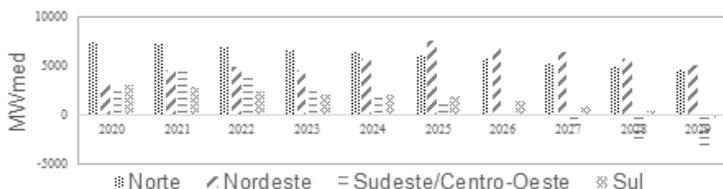


Figura 5 - Energia excedente

As demais regiões apresentariam geração excedente dentro dos limites de intercâmbio, o que pode sugerir que o aproveitamento dessa energia poderia ocorrer em outras regiões, conforme o planejamento de operação e as operadoras de energia, de modo que essas regiões com geração excedente exportariam energia para as regiões deficitárias.

Ressalta-se que esse cenário seria uma condição máxima, inclusive do uso das termelétricas. Assim, os resultados exatos para geração dependem exclusivamente da operação que é planejada antecipadamente pelos órgãos responsáveis. O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Tem como atribuições a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)(CCEE, 2010).

Segundo MME (2018), a matriz elétrica brasileira pode passar por uma modificação histórica nos próximos anos, alterando significativamente a participação da energia solar na geração de energia elétrica no país. Isso pode trazer benefícios para os consumidores e tornar o SIN mais sustentável. Além disso, a variação da matriz elétrica traz vantagens para a operação do sistema, visto que aumenta o número de possibilidades de operação e torna o mercado de energia mais competitivo.

4. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados do trabalho corroboram que o planejamento atual da expansão das fontes de geração tem importância significativa para o suprimento da demanda futura de energia elétrica no país. Os prazos de vigência do planejamento energético assegurados pelos leilões em vigência acompanham a expectativa de aumento de demanda prevista nesse trabalho. Entende-se que o afunilamento da demanda e geração, claramente prevista a partir de 2025, Figura 4, são decorrentes dos planejamentos ainda não totalmente finalizados e, por isso, não considerados nesse trabalho. Ressalta-se a importância da necessidade de constante estudo a partir das novidades no mercado energético, que devem surgir com os novos leilões de energia e da expansão de geração.

A geração térmica tem sido utilizada como meio de complementação para suprimento da demanda de energia elétrica. Esse recurso tem elevado o custo de operação do SIN em algumas ocasiões, no entanto, tem se apresentado indispensável. A participação de outras fontes, como a geração eólica, tem aumentado sua participação na geração de energia do país, contribuindo para diversificação da matriz elétrica, sugerindo maior confiabilidade ao sistema elétrico.

As situações apresentadas nesse trabalho nos mostram condições extremas conforme métodos especificados. Tais resultados podem inferir que o aumento na capacidade instalada de geração, pode resultar em um excedente disponível maior ou próximo aos limites de intercâmbio, mais especificamente entre os limites entre a região Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e Norte e Nordeste. Vale ressaltar que os órgãos de operação são responsáveis pelo controle do sistema elétrico e possuem métodos para o aproveitamento dos recursos disponíveis. Sendo assim, os indicativos presentes no trabalho não provam irregularidades ou problemas no planejamento energético.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. 2019.

BRAGA, B.; FLECHA, R.; PENA, D.; KELMAN, J. Pacto federativo e gestão de águas. Estudos Avançados. 2008. São Paulo. Brasil. Volume (22).

BRONZATTI, F.; AND IAROZINSKI, A. Matrizes Energéticas no Brasil: Cenário 2010 - 2030. Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Rio de Janeiro, Brasil. Vol. (1), pp. 1 - 15, 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. Visão Geral das Operações na CCEE. 2010.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE - IEMA. A termelétrica no novo contexto do setor elétrico: a importância da avaliação de impactos ambientais.. São Paulo. 2018. INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - IEA. Data and statistics. World Energy Balances. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Secretaria de Planejamento e desenvolvimento energético. Plano Decenal de Expansão de energia 2029. 2018.

OECD - Better policies for better lives. Active with Brazil. P.26. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Resultados da operação. Histórico da operação. 2019.

SANTOS, F. Sistema Elétrico Brasileiro: Histórico, estrutura e análise de investimentos no setor. Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina. Brasil. 2015.

TOLMASQUIM, M. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. Estudos avançados. São Paulo, Brasil. Vol. (26). 2012.

Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, através de link específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (www.sbpe.org.br).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE, porquanto os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo Word.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte Times New Roman tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- O nome do autor ou autores, NÃO devem ser abreviados, e as respectivas informações de instituição, telefone e e-mail devem ser apresentadas SOMENTE no sistema e NÃO devem constar no arquivo Word.
- Todos os itens devem ser numerados sequencialmente, exceto Resumo e Abstract. Não usar numeração automática do processador de texto. Serão aceitos no máximo 3 subníveis de numeração, a partir dos quais poderão ser usadas letras como único subnível adicional.
- Títulos de figuras e tabelas, abaixo e acima das mesmas, respectivamente, sem descrição de fonte, a qual deverá ser feita ao longo do texto, muito menos a existência do termo “autoria própria”.
- Referências a trabalhos deverão ser citadas no texto com nome do autor (ou autores) e ano de publicação, entre parêntesis [Ex.: (Autor 1, 1928); (Autor 1 e Autor 2, 1928)]. Na existência de mais de dois autores, escreve-se o nome do primeiro autor seguido da expressão et al. [Ex.: (Autor 1 et al, 1928)].

Referências Bibliográficas:

- Somente deverão ser citados autores ou trabalhos que estejam incluídos na lista de referências bibliográficas, assim como todos os trabalhos listados nas referências bibliográficas deverão ter sido citados no texto.
- As obras devem ser elencadas em ordem alfabética, não numeradas, seguindo o padrão ABNT.
- NÃO ordenar as obras de acordo com a citação no texto.