

The cover features a close-up photograph of a hand in a blue nitrile glove holding a green printed circuit board (PCB) densely packed with gold-plated pins. The background is a blurred laboratory or workshop setting with various electronic components like capacitors and coils. The top of the cover has a dark red banner with the publisher's name and year. The bottom right corner is a dark brown textured area with red diagonal lines, containing the book's title and volume number.

Atena
Editora

Ano 2020

João Dallamuta
Henrique Ajuz Holzmann
Marcelo Henrique Granza
(Organizadores)

**Engenharia Elétrica
e de Computação:
Atividades Relacionadas com
o Setor Científico e Tecnológico**

2

A black and white photograph of a hand holding a square microchip. The chip has a grid of pins around its perimeter and several smaller components on its surface. The background is a blurred workshop or laboratory setting with various electronic components and tools.

Atena
Editora

Ano 2020

João Dallamuta
Henrique Ajuz Holzmann
Marcelo Henrique Granza
(Organizadores)

**Engenharia Elétrica
e de Computação:
Atividades Relacionadas com
o Setor Científico e Tecnológico**

2

2020 by Atena Editora

Copyright © Atena Editora

Copyright do Texto © 2020 Os autores

Copyright da Edição © 2020 Atena Editora

Editora Chefe: Prof^a Dr^a Antonella Carvalho de Oliveira

Diagramação: Camila Alves de Cremo

Edição de Arte: Lorena Prestes

Revisão: Os Autores



Todo o conteúdo deste livro está licenciado sob uma Licença de Atribuição *Creative Commons*. Atribuição 4.0 Internacional (CC BY 4.0).

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores. Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

Conselho Editorial

Ciências Humanas e Sociais Aplicadas

Prof^a Dr^a Adriana Demite Stephani – Universidade Federal do Tocantins

Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas

Prof. Dr. Alexandre Jose Schumacher – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso

Prof^a Dr^a Angeli Rose do Nascimento – Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Dr. Antonio Gasparetto Júnior – Instituto Federal do Sudeste de Minas Gerais

Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília

Prof. Dr. Carlos Antonio de Souza Moraes – Universidade Federal Fluminense

Prof^a Dr^a Cristina Gaio – Universidade de Lisboa

Prof^a Dr^a Denise Rocha – Universidade Federal do Ceará

Prof. Dr. Deyvison de Lima Oliveira – Universidade Federal de Rondônia

Prof. Dr. Edvaldo Antunes de Farias – Universidade Estácio de Sá

Prof. Dr. Eloi Martins Senhora – Universidade Federal de Roraima

Prof. Dr. Fabiano Tadeu Grazioli – Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões

Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná

Prof. Dr. Gustavo Henrique Cepolini Ferreira – Universidade Estadual de Montes Claros

Prof^a Dr^a Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice

Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense

Prof^a Dr^a Keyla Christina Almeida Portela – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso

Prof^a Dr^a Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins

Prof. Dr. Luis Ricardo Fernandes da Costa – Universidade Estadual de Montes Claros

Prof^a Dr^a Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte

Prof. Dr. Marcelo Pereira da Silva – Universidade Federal do Maranhão

Prof^a Dr^a Miranilde Oliveira Neves – Instituto de Educação, Ciência e Tecnologia do Pará

Prof^a Dr^a Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa

Prof^a Dr^a Rita de Cássia da Silva Oliveira – Universidade Estadual de Ponta Grossa

Prof^a Dr^a Sandra Regina Gardacho Pietrobon – Universidade Estadual do Centro-Oeste

Prof^a Dr^a Sheila Marta Carregosa Rocha – Universidade do Estado da Bahia

Prof. Dr. Rui Maia Diamantino – Universidade Salvador

Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará

Prof^a Dr^a Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande

Prof. Dr. William Cleber Domingues Silva – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

Ciências Agrárias e Multidisciplinar

Prof. Dr. Alexandre Igor Azevedo Pereira – Instituto Federal Goiano
Prof. Dr. Antonio Pasqualetto – Pontifícia Universidade Católica de Goiás
Prof. Dr. Cleberton Correia Santos – Universidade Federal da Grande Dourados
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná
Profª Drª Diocléa Almeida Seabra Silva – Universidade Federal Rural da Amazônia
Prof. Dr. Écio Souza Diniz – Universidade Federal de Viçosa
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Fágner Cavalcante Patrocínio dos Santos – Universidade Federal do Ceará
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Prof. Dr. Júlio César Ribeiro – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Profª Drª Lina Raquel Santos Araújo – Universidade Estadual do Ceará
Prof. Dr. Pedro Manuel Villa – Universidade Federal de Viçosa
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará
Profª Drª Talita de Santos Matos – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Prof. Dr. Tiago da Silva Teófilo – Universidade Federal Rural do Semi-Árido
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas

Ciências Biológicas e da Saúde

Prof. Dr. André Ribeiro da Silva – Universidade de Brasília
Profª Drª Anelise Levay Murari – Universidade Federal de Pelotas
Prof. Dr. Benedito Rodrigues da Silva Neto – Universidade Federal de Goiás
Prof. Dr. Edson da Silva – Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri
Profª Drª Eleuza Rodrigues Machado – Faculdade Anhanguera de Brasília
Profª Drª Elane Schwinden Prudêncio – Universidade Federal de Santa Catarina
Profª Drª Eysler Gonçalves Maia Brasil – Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Prof. Dr. Ferlando Lima Santos – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Prof. Dr. Fernando José Guedes da Silva Júnior – Universidade Federal do Piauí
Profª Drª Gabriela Vieira do Amaral – Universidade de Vassouras
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria
Profª Drª Iara Lúcia Tescarollo – Universidade São Francisco
Prof. Dr. Igor Luiz Vieira de Lima Santos – Universidade Federal de Campina Grande
Prof. Dr. José Max Barbosa de Oliveira Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Prof. Dr. Luís Paulo Souza e Souza – Universidade Federal do Amazonas
Profª Drª Magnólia de Araújo Campos – Universidade Federal de Campina Grande
Prof. Dr. Marcus Fernando da Silva Praxedes – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Profª Drª Mylena Andréa Oliveira Torres – Universidade Ceuma
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federaci do Rio Grande do Norte
Prof. Dr. Paulo Inada – Universidade Estadual de Maringá
Profª Drª Renata Mendes de Freitas – Universidade Federal de Juiz de Fora
Profª Drª Vanessa Lima Gonçalves – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Prof. Dr. Adélio Alcino Sampaio Castro Machado – Universidade do Porto

Prof. Dr. Alexandre Leite dos Santos Silva – Universidade Federal do Piauí
Prof. Dr. Carlos Eduardo Sanches de Andrade – Universidade Federal de Goiás
Prof^a Dr^a Carmen Lúcia Voigt – Universidade Norte do Paraná
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará
Prof. Dr. Juliano Carlo Rufino de Freitas – Universidade Federal de Campina Grande
Prof^a Dr^a Luciana do Nascimento Mendes – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte
Prof. Dr. Marcelo Marques – Universidade Estadual de Maringá
Prof^a Dr^a Neiva Maria de Almeida – Universidade Federal da Paraíba
Prof^a Dr^a Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista

Conselho Técnico Científico

Prof. Me. Abrãao Carvalho Nogueira – Universidade Federal do Espírito Santo
Prof. Me. Adalberto Zorzo – Centro Estadual de Educação Tecnológica Paula Souza
Prof. Me. Adalto Moreira Braz – Universidade Federal de Goiás
Prof. Dr. Adaylson Wagner Sousa de Vasconcelos – Ordem dos Advogados do Brasil/Seccional Paraíba
Prof. Me. André Flávio Gonçalves Silva – Universidade Federal do Maranhão
Prof^a Dr^a Andreza Lopes – Instituto de Pesquisa e Desenvolvimento Acadêmico
Prof^a Dr^a Andrezza Miguel da Silva – Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia
Prof. Dr. Antonio Hot Pereira de Faria – Polícia Militar de Minas Gerais
Prof^a Ma. Bianca Camargo Martins – UniCesumar
Prof^a Ma. Carolina Shimomura Nanya – Universidade Federal de São Carlos
Prof. Me. Carlos Antônio dos Santos – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Prof. Ma. Cláudia de Araújo Marques – Faculdade de Música do Espírito Santo
Prof^a Dr^a Cláudia Taís Siqueira Cagliari – Centro Universitário Dinâmica das Cataratas
Prof. Me. Daniel da Silva Miranda – Universidade Federal do Pará
Prof^a Ma. Daniela da Silva Rodrigues – Universidade de Brasília
Prof^a Ma. Dayane de Melo Barros – Universidade Federal de Pernambuco
Prof. Me. Douglas Santos Mezacas – Universidade Estadual de Goiás
Prof. Dr. Edwaldo Costa – Marinha do Brasil
Prof. Me. Eduardo Gomes de Oliveira – Faculdades Unificadas Doctum de Cataguases
Prof. Me. Eliel Constantino da Silva – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita
Prof. Me. Euvaldo de Sousa Costa Junior – Prefeitura Municipal de São João do Piauí
Prof^a Ma. Fabiana Coelho Couto Rocha Corrêa – Centro Universitário Estácio Juiz de Fora
Prof. Dr. Fabiano Lemos Pereira – Prefeitura Municipal de Macaé
Prof. Me. Felipe da Costa Negrão – Universidade Federal do Amazonas
Prof^a Dr^a Germana Ponce de Leon Ramírez – Centro Universitário Adventista de São Paulo
Prof. Me. Gevair Campos – Instituto Mineiro de Agropecuária
Prof. Dr. Guilherme Renato Gomes – Universidade Norte do Paraná
Prof. Me. Gustavo Krahl – Universidade do Oeste de Santa Catarina
Prof. Me. Helton Rangel Coutinho Junior – Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro
Prof^a Ma. Jaqueline Oliveira Rezende – Universidade Federal de Uberlândia
Prof. Me. Javier Antonio Albornoz – University of Miami and Miami Dade College
Prof^a Ma. Jéssica Verger Nardeli – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho
Prof. Me. Jhonatan da Silva Lima – Universidade Federal do Pará
Prof. Me. José Luiz Leonardo de Araujo Pimenta – Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria Uruguay
Prof. Me. José Messias Ribeiro Júnior – Instituto Federal de Educação Tecnológica de Pernambuco

Profª Ma. Juliana Thaisa Rodrigues Pacheco – Universidade Estadual de Ponta Grossa
 Profª Drª Kamilly Souza do Vale – Núcleo de Pesquisas Fenomenológicas/UFPA
 Profª Drª Karina de Araújo Dias – Prefeitura Municipal de Florianópolis
 Prof. Dr. Lázaro Castro Silva Nascimento – Laboratório de Fenomenologia & Subjetividade/UFPR
 Prof. Me. Leonardo Tullio – Universidade Estadual de Ponta Grossa
 Profª Ma. Lilian Coelho de Freitas – Instituto Federal do Pará
 Profª Ma. Liliani Aparecida Sereno Fontes de Medeiros – Consórcio CEDERJ
 Profª Drª Lívia do Carmo Silva – Universidade Federal de Goiás
 Prof. Me. Lucio Marques Vieira Souza – Secretaria de Estado da Educação, do Esporte e da Cultura de Sergipe
 Prof. Me. Luis Henrique Almeida Castro – Universidade Federal da Grande Dourados
 Prof. Dr. Luan Vinicius Bernardelli – Universidade Estadual do Paraná
 Prof. Dr. Michel da Costa – Universidade Metropolitana de Santos
 Prof. Dr. Marcelo Máximo Purificação – Fundação Integrada Municipal de Ensino Superior
 Prof. Me. Marcos Aurelio Alves e Silva – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo
 Profª Ma. Marileila Marques Toledo – Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri
 Prof. Me. Ricardo Sérgio da Silva – Universidade Federal de Pernambuco
 Prof. Me. Rafael Henrique Silva – Hospital Universitário da Universidade Federal da Grande Dourados
 Profª Ma. Renata Luciane Polsaque Young Blood – UniSecal
 Profª Ma. Solange Aparecida de Souza Monteiro – Instituto Federal de São Paulo
 Prof. Me. Tallys Newton Fernandes de Matos – Faculdade Regional Jaguaribana
 Prof. Dr. Welleson Feitosa Gazel – Universidade Paulista

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)	
E57	<p>Engenharia elétrica e de computação [recurso eletrônico] : atividades relacionadas com o setor científico e tecnológico 2 / Organizadores João Dallamuta, Henrique Ajuz Holzmann, Marcelo Henrique Granza. – Ponta Grossa, PR: Atena, 2020.</p> <p>Formato: PDF Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader Modo de acesso: World Wide Web Inclui bibliografia ISBN 978-65-5706-168-8 DOI 10.22533/at.ed.688200707</p> <p>1. Ciência da computação – Pesquisa – Brasil. 2. Engenharia elétrica – Pesquisa – Brasil. I. Dallamuta, João. II. Holzmann, Henrique Ajuz. III. Granza, Marcelo Henrique.</p> <p style="text-align: right;">CDD 623.3</p>
Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422	

Atena Editora
 Ponta Grossa – Paraná - Brasil
www.atenaeditora.com.br
 contato@atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

Não há padrões de desempenho em engenharia elétrica e da computação que sejam duradouros. Desde que Gordon E. Moore fez a sua clássica profecia tecnológica, em meados dos anos 60, a qual o número de transistores em um chip dobraria a cada 18 meses - padrão este válido até hoje – muita coisa mudou. Permanece porém a certeza de que não há tecnologia na neste campo do conhecimento que não possa ser substituída a qualquer momento por uma nova, oriunda de pesquisa científica nesta área.

Produzir conhecimento em engenharia elétrica e da computação é, portanto, atuar em fronteiras de padrões e técnicas de engenharia. Algo desafiador para pesquisadores e engenheiros.

Neste livro temos uma diversidade de temas nas áreas níveis de profundidade e abordagens de pesquisa, envolvendo aspectos técnicos e científicos. Aos autores e editores, agradecemos pela confiança e espírito de parceria.

Boa leitura!

João Dallamuta
Henrique Ajuz Holzmann
Marcelo Henrique Granza

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
PARADOXOS, RISCOS E REQUISITOS DA NOVA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA	
Vitor Silva Duarte	
Mario Jorge Daher	
Alex Nunes de Almeida (<i>in memoriam</i>)	
Maria Aparecida Martinez	
DOI 10.22533/at.ed.6882007071	
CAPÍTULO 2	14
ANÁLISE DO IMPACTO DE GERAÇÕES RENOVÁVEIS SOBRE A MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO POR MEIO DE REGIÕES DE SEGURANÇA	
Paulo Andrade Novaes	
Antonio Carlos Zambroni de Souza	
Fábio da Costa Medeiros	
DOI 10.22533/at.ed.6882007072	
CAPÍTULO 3	28
APLICAÇÃO DE MODELO MULTIOBJETIVO DE ALOCAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO OBRAS DE CONEXÃO DA REDE	
Paulo Sérgio Zanin Júnior	
Lina Paola Garcés Negrete	
Gelson Antônio Andrêa Brigatto	
DOI 10.22533/at.ed.6882007073	
CAPÍTULO 4	43
COMPLEXIDADES DA OPERAÇÃO DO SIN E SEUS IMPACTOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	
Vinicius Ragazi David	
Daniela Souza	
Leonardo Calabro	
João Carlos Mello	
Xisto Vieira Filho	
Edmundo P. Silva	
DOI 10.22533/at.ed.6882007074	
CAPÍTULO 5	61
ESTRATÉGIAS DE O&M UTILIZADAS NA GESTÃO DE DESEMPENHO DOS PARQUES EÓLICAS, EM TEMPO REAL, PÓS OPERAÇÃO E ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZO, MOSTRANDO OS RESULTADOS OBTIDOS COM A UTILIZAÇÃO DE BIGDATA, BUSINESS INTELLIGENCE E MACHINE LEARNING	
Flávio Martins ribeiro	
Marcus Antonius Queiroz da Cunha	
DOI 10.22533/at.ed.6882007075	
CAPÍTULO 6	72
IMPACT OF HOURLY PRICES ON FUTURE WIND FARM CONTRACTS IN BRAZIL	
João Carlos De Oliveira Mello	
Cláudio Ferreira	
Lucas Soares	
André Castro	
Daniela Souza	
Evelina Neves	
DOI 10.22533/at.ed.6882007076	

CAPÍTULO 7	83
DESAFIOS ENCONTRADOS NA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE MONITORAMENTO CONTÍNUO DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS NO COMPLEXO TERMELÉTRICO JORGE LACERDA	
Liliana Dutra dos Santos	
Rofferson Rosa Izidoro	
Daniel José Schmitz de Aguiar	
Fábio Silveira Costa	
Juceli Locks Junior	
DOI 10.22533/at.ed.6882007077	
CAPÍTULO 8	96
AVALIAÇÃO DE ESFORÇOS DINÂMICOS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DE PARÂMETROS ENVOLVIDOS NO CÁLCULO PARA ESTRUTURAS DE SUBESTAÇÕES	
Rafael Faria da Silva	
DOI 10.22533/at.ed.6882007078	
CAPÍTULO 9	108
ESTUDO E SIMULAÇÃO DE PROTEÇÃO DE ZONA MORTA EM SUBESTAÇÃO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	
Rodrigo Niederauer da Silva	
DOI 10.22533/at.ed.6882007079	
CAPÍTULO 10	121
ELETROENCEFALÓGRAFO DE BAIXO CUSTO: CONCEITOS E PROJETO	
Vitor Nestro Rauffmann	
Pedro Bertemes Filho	
DOI 10.22533/at.ed.68820070710	
CAPÍTULO 11	135
FONTES DE CORRENTE EM TOMOGRAFIA DE IMPEDÂNCIA ELÉTRICA MULTIFREQUENCIAL: ESTADO DA ARTE	
Lucas Cordeiro Butzke	
Pedro Bertemes Filho	
DOI 10.22533/at.ed.68820070711	
CAPÍTULO 12	148
TEORIA E ESTUDOS DE APLICAÇÕES DA TRANSFORMADA FRACIONAL DE FOURIER	
Leonardo Audalio Ferreira do Nascimento	
Adailton Braga Júnior	
Beatriz Cristina Reis Cordeiro	
Marcelo Luiz de Carvalho Ribeiro	
Pierre Teixeira Rodrigues	
Petrus Luiz Luna Pequeno	
Antônio Carlos Duarte Ricciotti	
Viviane Barrozo da Silva Duarte Ricciotti	
DOI 10.22533/at.ed.68820070712	

CAPÍTULO 13	166
RELÉ INTELIGENTE BASEADO NA LÓGICA PARACONSISTENTE ANOTADA DE 4 VALORES MULTIFUNCIONAL - RI LPA4V	
Viviane Barrozo da Silva Ghendy Cardoso Júnior Antonio Carlos Duarte Ricciotti Pierre Teixeira Rodrigues Marcelo Luiz De Carvalho Ribeiro	
DOI 10.22533/at.ed.68820070713	
CAPÍTULO 14	179
OPEN SOURCE MODULAR DIDACTIC PLATFORM FOR POWER ELECTRONICS TEACHING	
Lucas Koleff Gustavo Soares Valentim Luciana da Costa Marques Victor Praxedes Rael Adrian D'Lucas Cardoso Gonçalves Wilson Komatsu Lourenço Matakas Junior	
DOI 10.22533/at.ed.68820070714	
CAPÍTULO 15	204
AUTOMAÇÃO DA CABINE DE LIMPEZA DE IMPRESSÃO 3D BINDER JETTING	
João Batista Machado Silva Leonardo Bevilaqua dos Santos Lucas Leandro Gomes Mariana Silva do Nascimento Gonçalves Vinícius de Moares Barboza Rogério Luis Spagnolo da Silva	
DOI 10.22533/at.ed.68820070715	
CAPÍTULO 16	218
USO DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS PARA OBTENÇÃO DE UM SENSOR AR/COMBUSTÍVEL VIRTUAL APLICADO A UM MOTOR MONOCILÍNDRICO	
Leonardo Faure Nardini Paschoa Sergio Ribeiro Augusto	
DOI 10.22533/at.ed.68820070716	
CAPÍTULO 17	229
INVESTIGAÇÃO DOS MÉTODOS NORMATIVOS PARA O CÁLCULO E ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA DO TOPO DO ÓLEO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	
Daniel Carrijo Polonio Araujo Gabriel De Souza Pereira Gomes Mateus Batista De Moraes Rafael Prux Fehlberg	
DOI 10.22533/at.ed.68820070717	
CAPÍTULO 18	242
MELHORIA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA COM A UTILIZAÇÃO DE MANTA TÉRMICA: ESTUDO DE CASO DE UMA INJETORA DE PEÇAS PLÁSTICAS	
Ivo Carlos Guarato Júnior Lúcio Rogério Júnior Antônio Manoel Batista da Silva Guilherme Henrique Alves	
DOI 10.22533/at.ed.68820070718	

CAPÍTULO 19	254
DESENVOLVIMENTO E ANÁLISE DE UM SISTEMA PARA PESQUISA DE PRODUTOS DE SUPERMERCADO Marcelo Garcia Palma DOI 10.22533/at.ed.68820070719	
SOBRE OS ORGANIZADORES	271
ÍNDICE REMISSIVO	272

PARADOXOS, RISCOS E REQUISITOS DA NOVA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

Data de aceite: 01/06/2020

Data de submissão: 06/03/2020

Vitor Silva Duarte

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rio de Janeiro – RJ
<http://lattes.cnpq.br/8688701762929070>

Mario Jorge Daher

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rio de Janeiro - RJ

Alex Nunes de Almeida (*in memoriam*)

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rio de Janeiro - RJ

Maria Aparecida Martinez

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rio de Janeiro - RJ

RESUMO: O objetivo deste trabalho é apresentar uma “radiografia” da nova Matriz de Energia Elétrica, agora com a presença crescente das novas renováveis, juntamente com a inflexibilidade significativa da geração a fio d’água das grandes usinas da Amazônia, trazendo as razões pelas quais as avaliações de médio prazo, embora de forma consistente com o Equilíbrio Estrutural postulado pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE 01/2004) e pelo modelo

mercantil vigente (100% da carga estimada de cada distribuidora deve estar contratada no horizonte de cinco anos), apresentam resultados de desempenho muitas vezes preocupantes e porque não dizer paradoxais.

PALAVRAS-CHAVE: Matriz de Energia Elétrica Brasileira, Grau de regularização, Sazonalidade, Oferta Térmica, Geração Compulsória

PARADOXES, RISKS AND REQUIREMENTS OF THE NEW BRAZILIAN ELECTRIC MATRIX

ABSTRACT: This paper presents an overview of the new Brazilian Electric Matrix, considering the increase in new renewables with the significant inflexibility of the large run-of-river power plants in the Amazon. In addition, this paper explains why the medium-term energy evaluations doesn’t always perform well, despite being consistent with the Structural Balance postulated by the National Energy Policy Council - CNPE (Resolution CNPE 01/2004) and the current commercial model (100% of the estimated load of each distributor must be covered in a five-year contract). This behavior is worrying and paradoxical.

KEYWORDS: Brazilian Electric Matrix, River Regularization, Seasonality, Thermal Plants, Inflexibility

1 | INTRODUÇÃO

A hidroeletricidade era a única opção energética que o Brasil dispunha em meados da Década de 60, no século passado, para fazer frente ao seu desenvolvimento econômico-social. O Consórcio CANAMBRA – Canadá, América e Brasil, permitiu, não só dar início ao pioneiro processo detalhado de inventário do Potencial Hidroelétrico Brasileiro, como trouxe a experiência do uso de ferramentas matemáticas de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. Também, nessa época, o Setor Elétrico Brasileiro aprendeu os primeiros passos no processo sistematizado de estudos de planejamento da expansão.

Durante muitos anos, a Matriz de Energia Elétrica Brasileira teve a predominância da hidroeletricidade, com a participação modesta de fontes térmicas, como carvão nacional, usinas a óleo, nucleares e, mais recentemente as usinas a gás natural. Enfrentamos, na forma de vanguarda, os impactos ambientais advindos com a construção de grandes reservatórios de regularização, idealizados para mitigar o significativo fenômeno da volatilidade e da sazonalidade das nossas aflúncias. Construimos uma das maiores capacidades de armazenamento de energia primária no Mundo (cerca de 290 GWmês), mas tivemos que ceder ao agora protagonismo das Novas Renováveis, como as usinas eólicas e as usinas fotovoltaicas.

Essas novas fontes, pela sua natureza de grande imprevisibilidade, variabilidade e intermitência inter e intra-day na produção, demandam do planejamento e da programação da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN grandes desafios no sentido de garantir a qualidade, a confiabilidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica ao consumidor final. Além disso, as condicionantes ambientais existentes nas duas últimas décadas praticamente inviabilizaram a construção de novos aproveitamentos com reservatórios de regularização com capacidade de armazenamento relevantes, fazendo com que praticamente toda a expansão hidroelétrica se desse através de usinas a fio d'água, muitas delas com elevada potência instalada mas com disponibilidade caracterizada por acentuada sazonalidade, ou seja, grandes diferenças de produção entre as estações secas e chuvosas, por conta dos regimes hidrológicos dos rios em que essas usinas foram construídas. Esse é o caso das usinas da Amazônia, como a UHE Belo Monte e as UHEs Santo Antônio e Jirau.

Nesse trabalho, os autores apresentam uma “radiografia” da nova Matriz de Energia Elétrica, agora com a presença crescente das novas renováveis, juntamente com a inflexibilidade significativa da geração a fio d'água das grandes usinas da Amazônia. Agora podemos dizer que nossa Matriz passou de Hidrotérmica para Termorenovável.

No trabalho são apresentadas as razões pelas quais a expansão da nossa Matriz, embora de forma consistente com o Equilíbrio Estrutural postulado pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE 01/2004) e pelo modelo

mercantil vigente (100% da carga estimada de cada distribuidora deve estar contratada no horizonte de cinco anos), apresenta resultados de avaliação de desempenho muitas vezes preocupantes e porque não dizer paradoxais, como custos marginais de operação elevados, riscos de déficit próximos a zero mas acentuados destques no curto prazo dos reservatórios ao final de cada estação seca, ficando evidente uma dependência, cada vez maior, das estações chuvosas subsequentes, ou seja, uma Matriz que mostra que embora o Equilíbrio Estrutural seja uma condição necessária atendida, pode não ser suficiente para o Equilíbrio Conjuntural. Também são apresentadas as visões dos autores quanto aos requisitos de planejamento da operação que devem ser contemplados nos próximos leilões de energia nova e até mesmo na eventual desconstrução/renovação de fontes com custo de operação elevados cujos contratos no CCEAR estão por terminar.

2 | CARACTERÍSTICAS DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Neste item serão discutidas características relevantes da matriz de energia elétrica do SIN, destacando-se as principais transformações vivenciadas nos últimos anos. As informações aqui apresentadas foram extraídas de Plano da Operação Energética 2019/2023 – PEN 2019 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019).

2.1 Expansão da Oferta de Geração Elétrica 2019/2023

O programa de expansão da oferta de geração adotado pelo ONS no PEN 2019 tem, como referência, os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2019, sendo composto de usinas cujas concessões foram obtidas através de leilões de menor preço da energia a ser disponibilizada ao SIN (LEN A-3, LEN A-5, LFA, LER e outros), conforme modelo institucional vigente, cujos cronogramas são acompanhados mensalmente pelo CMSE/DMSE e de usinas cujas concessões são apenas autorizadas, sem processo licitatório, cujos cronogramas são acompanhados apenas pela ANEEL (PCHs, biomassa, eólicas, solares ou outras fontes).

Na configuração adotada em Operador Nacional do Sistema Elétrico (2019), a expansão da oferta 2019/2023 corresponde a 40 leilões de energia, tendo sido outorgados 80.285 MW de capacidade instalada em 1.231 novas usinas, sendo 32 usinas hidroelétricas, 143 PCHs, 96 usinas térmicas convencionais, 115 usinas a biomassa, 702 usinas eólicas e 143 usinas fotovoltaicas. Na Tabela 1 é apresentada a evolução desta matriz, classificada por fonte, desde o início de 2019 até o final de 2023.

TIPO	01/jan/2019		31/dez/2023		Crescimento 2019-2023	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	109.212	67,6	114.585	64,4	5.373	4,9
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	-	-
Gás/GNL	12.821	7,9	17.861	10,0	5.040	39,3
Carvão	2.672	1,7	3.017	1,7	345	12,9
Óleo Combustível/Diesel	4.614	2,9	4.900	2,8	286	6,2
Biomassa	13.353	8,3	13.781	7,7	428	3,2
Biomassa com CVU	779	0,5	1.000	0,6	221	28,4
Eólica	14.305	8,9	17.281	9,7	2.976	20,8
Solar	1.780	1,1	3.626	2,0	1.846	103,7
Total	161.526	100,0	178.041	100,0	16.515	10,2

Tabela 1 - Evolução da matriz de energia elétrica do SIN – 2019/2023

Da tabela anterior, observa-se que a hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN deva ser reduzida de 67,6% em dezembro de 2018 para 64,4% em dezembro de 2023. A participação das fontes eólica e solar, todavia, aumentarão 20,8% e 103,7%, respectivamente, nos próximos 5 anos. A fonte eólica evolui de 14.305 MW (8,9%) para 17.281 MW (9,7%) e a fonte solar de 1.780 MW (1,1%) para 3.626 MW (2,0%). A fonte termoelétrica registra um pequeno acréscimo no seu percentual de participação.

Este cenário de expansão da matriz de geração de energia elétrica vem exigindo, nos últimos anos e, principalmente, nos próximos, mudanças de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN. Alguns rebatimentos dessa nova configuração são apresentados a seguir.

2.2 Redução do grau de regularização (GR)

Embora a hidroeletricidade continue sendo predominante até 2023, o acréscimo desse tipo de fonte se dará por usinas com baixo ou nenhum grau de regularização anual ou plurianual (usinas com pequeno ou nenhum reservatório de regularização). Esse fato se deve ou às restrições de natureza ambiental, com requisitos de ações mitigadoras cada vez mais rigorosos/onerados, e/ou a própria inviabilidade econômica de formação de reservatórios em regiões como a Amazônia, por exemplo, caracterizada por potenciais hidroelétricos de baixa queda e vazões significativas na estação chuvosa, o que exigiria investimentos antieconômicos para a construção de reservatórios de regularização.

A Figura 1, ilustra a consequência deste fato, quando se compara a evolução da energia armazenada máxima do SIN – EAR_{máx} (292.304 MWmês, praticamente constante), com seu grau de regularização, definido como sendo a quantidade de meses de estoque de energia e calculado como a relação entre a EAR_{máx} e a carga a ser atendida, esta abatida da geração não despachável pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, tais como a geração térmica inflexível, a geração à biomassa, a geração

das pequenas centrais hidroelétricas – PCHs e a geração das usinas eólicas e solares, por serem fontes cuja representação nos estudos de planejamento da operação se faz através de abatimento sobre a carga projetada.

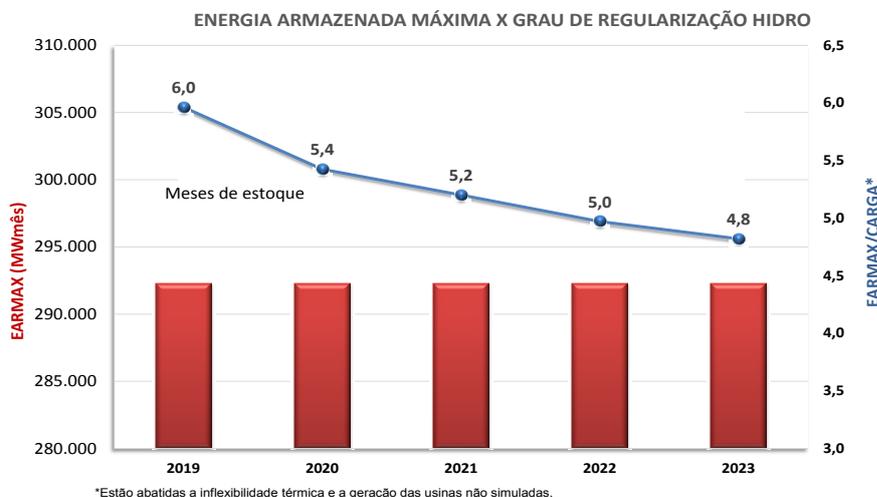


Figura 1 - Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN

Observa-se, da figura anterior, que o grau de regularização do SIN deverá passar de 6 meses de estoque em 2019 para 4,8 meses em 2023, valor este com tendência de redução gradativa para os próximos anos, na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado pela agregação de novas usinas com reservatório de regularização e/ou por montantes equivalentes proporcionados por outras fontes complementares inflexíveis. No passado, a GR do SIN já atingiu valores de até cerca de nove meses.

Cabe comentar que quanto menor o GR de um sistema com acentuada sazonalidade das vazões naturais afluentes aos reservatórios, maior será a dependência de períodos chuvosos subsequentes para o seu reenchimento a cada ciclo hidrológico anual e maior será o seu esvaziamento a cada final de estação seca, aumentando a necessidade de fontes complementares nesses períodos e/ou mecanismos operativos de segurança específicos para a garantia de atendimento ao mercado, impactando diretamente no custo final da energia produzida, em favor da segurança operativa.

A título apenas de exemplo, avaliou-se então qual seria o montante de energia a ser agregado ao SIN no quinquênio 2019-2023 de tal modo que fosse mantido, ao longo dos próximos cinco anos, o mesmo GR de 2019 (6,0 meses). Os montantes necessários estão apresentados na Figura 2, onde se observa que para manutenção deste GR de 6,0 meses, através de uma expansão inflexível (abatida diretamente da carga, por não serem simuladas) seria necessário a instalação de 4,9 GWmed em 2020 a 11,6 GWmed em 2023. Caso o GR (6,0 meses) fosse mantido pelo acréscimo de energia armazenável (barra vermelha do gráfico), seria exigida a instalação de 29,0 GWmed em 2020 (9,9% EARMáx), atingindo o montante de 69,3 GWmed (23,7% EARMáx) em 2023.

Esse exercício serve para ratificar a tese de que as restrições à construção de reservatórios de regularização tornam as fontes complementares cada vez mais importantes para atenuar a redução gradativa do GR do SIN.

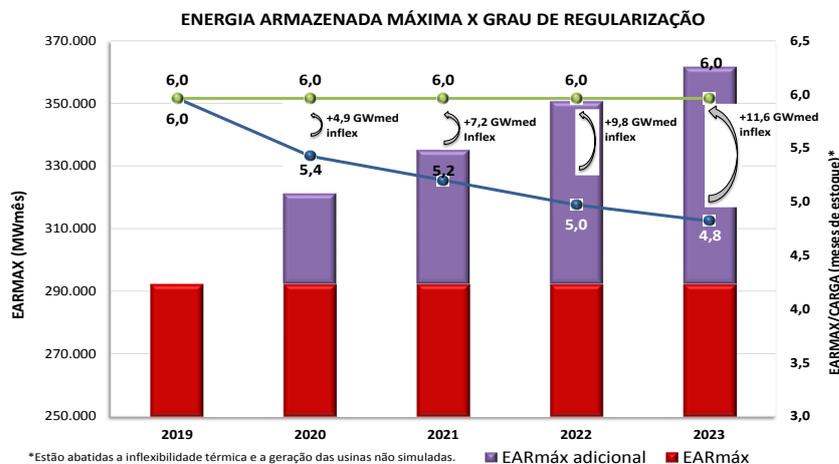


Figura 2 - Expansão Adicional para Manter o GR do SIN de 2019

Não obstante, fato importante é a “inflexibilidade da Amazônia”, ou seja, durante a estação chuvosa as usinas do Madeira, Teles Pires e a UHE Belo Monte terão suas produções compulsoriamente transferidas para os centros de consumo, o que de certa forma permitirá o reenchimento dos reservatórios de regularização do SIN, trazendo assim um efeito de crescimento virtual do GD. Esse efeito poderia elevar o estoque de regularização para cerca de 8 meses em 2023.

2.3 Um novo período crítico para o SIN?

O período crítico pode ser definido como “um período que tem início no último estágio (mês) em que o sistema se encontra completamente cheio e tem fim no último estágio (mês) em que o sistema se encontrava vazio ou quase vazio, sem déficit de armazenamento e sem reenchimentos intermediários” (CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018). Em outras palavras, em uma simulação para cálculo de energia firme de um sistema hidroelétrico, o período crítico é o intervalo de tempo em que o sistema passa da situação de máximo a mínimo armazenamento, sem reenchimentos intermediários, respeitando algumas tolerâncias pré-estabelecidas.

O período crítico atualmente utilizado no setor elétrico no processo de cálculo dos certificados de garantia física de usinas hidroelétricas, pela EPE, compreende o período de junho de 1949 a novembro de 1956 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2004). Este período crítico foi estabelecido na década de 1990, pela área de planejamento da expansão da Eletrobrás, considerando todas as usinas cadastradas à época, inclusive aquelas previstas para o longo prazo, muitas das quais não se viabilizaram, principalmente, por restrições de natureza ambiental.

Anualmente, o Operador avalia o período crítico do SIN e de seus subsistemas. Para a configuração de mais longo prazo analisada pelo ONS, atualmente dezembro de 2023, o período crítico encontrado abrange o horizonte de junho de 1948 a novembro de 1955, como ilustrado na Figura 3. Em ciclos anteriores, o período crítico usual era junho de 1951 a novembro 1955.

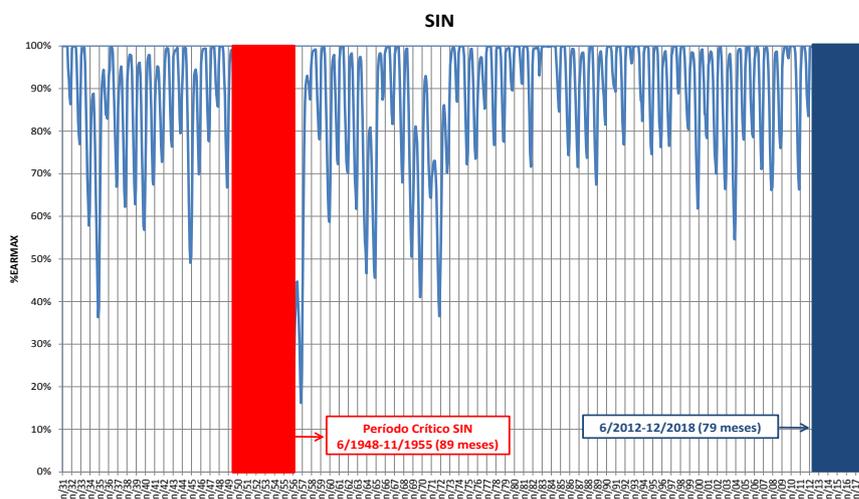


Figura 3 - Evolução da Energia Armazenada do SIN no cálculo do Período Crítico do SIN

Verifica-se, na figura anterior, que nos anos finais do histórico de vazões afluentes há um deplecionamento acentuado do SIN, à similaridade do que ocorre num período crítico histórico, ou seja, tudo indica que o SIN estaria em um novo período crítico face ao longo horizonte de meses (79) a partir do qual saiu do armazenamento máximo e não houve mais reenchimento pleno do armazenamento equivalente do SIN (de junho/2012 a junho/2019).

Notadamente o período crítico do SIN sempre foi influenciado pelo subsistema Sudeste/Centro-Oeste, devido à grande participação que os reservatórios de regularização desse subsistema possuem na capacidade total de armazenamento do SIN, embora algumas outras bacias tenham comportamentos diversos como aquelas localizadas na região Sul do país e, mais recentemente, a bacia do rio São Francisco, no subsistema Nordeste, que vem atravessando uma situação de criticidade hídrica, o que certamente influenciou o deplecionamento observado nos últimos anos das simulações realizadas e apresentadas na figura anterior, explicando, dessa forma, as condições hidroenergéticas reais vivenciadas desde junho de 2012, quando os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não mais tiveram seus reservatórios equivalentes reenchidos em cada estação chuvosa subsequente. Fica, portanto, a expectativa: estaríamos em um novo Período Crítico nas proporções do “49/56”? Mas certamente essa situação explica os acentuados deplecionamentos verificados entre 2012 a 2019.

2.4 Sazonalidade e Complementariedade da Oferta

A expansão da hidroeletricidade na Amazônia, com características de grande capacidade de produção na estação chuvosa, sem reservatório de acumulação, e baixa produção na estação seca, ocasiona uma acentuada sazonalidade da oferta, à semelhança da usina de Tucuruí, em operação, no rio Tocantins.

As usinas do Complexo Madeira, Santo Antão Antônio e Jirau, e as UHE Teles Pires e São Manoel já operam com motorização completa. A UHE Belo Monte teve sua primeira máquina operada em 2016 e previsão de completar sua motorização em 2020. As usinas de Colíder e Sinop, localizadas no rio Teles Pires, têm previsão para completar motorização ainda em 2019, além das usinas futuras previstas nos estudos de longo-prazo do MME/EPE.

Esses projetos estão localizados longe dos grandes centros de carga, exigindo extensos sistemas de transmissão para o transporte de grandes blocos de energia nas estações chuvosas e pequenos montantes durante as estações secas, aumentando, sobremaneira, a complexidade operativa do SIN em termos de segurança eletroenergética.

Conforme análise desenvolvida pelo ONS em estudos específicos da integração dessas usinas da região Norte, observa-se que no segundo semestre de cada ano, quando a geração das usinas a fio d'água da região Amazônica encontra-se em patamares bastante reduzidos, a geração térmica flexível e a geração de usinas não simuladas individualmente (inflexíveis) apresentam-se em patamares mais elevados, compensando, juntamente com o deplecionamento dos reservatórios do SIN, a redução da geração hidráulica. Essa operação confirma o papel importante das fontes alternativas complementares na segurança operativa do SIN.

Cabe destacar que a oferta significativa de energia elétrica de origem hidráulica com perfil altamente sazonal e abundante proveniente das usinas da região Amazônica resulta também em modificações dos perfis atuais da operação do SIN, com uma tendência de se atingir níveis cada vez mais baixos de armazenamento ao final de cada estação seca.

Com relação ao perfil de geração das fontes como biomassa e eólicas, que apresentam maior disponibilidade exatamente nas estações secas do SIN, sendo, portanto, complementares à oferta hídrica, ou seja, fontes que desempenham o papel de verdadeiros “reservatórios virtuais”.

As fontes eólicas, embora sejam tratadas de forma “inflexível”, que, nos modelos de otimização energética, tem sua previsão de geração abatidas diretamente da carga, apresentam características marcantes de variabilidade e intermitência *inter* e *intra-day*, em função do perfil dos ventos, o que traz desafios importantes, em termos operativos, sendo necessário o provisionamento de geração fora da ordem de mérito (Garantia Energética) em “D-1” e/ou reserva operativa suficiente no “Dia D”.

Com relação às fontes a biomassa, embora, em geral, não estejam disponíveis

durante o ano inteiro, ficam sujeitas às safras agrícolas (principalmente bagaço de cana), sendo, no entanto, influenciadas pelas condições climáticas a cada estação. No caso do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, por exemplo, uma usina a biomassa movida a bagaço de cana de açúcar tem disponibilidade de combustível em aproximadamente sete meses do ano, durante o período de safra, de maio a novembro.

Mais recentemente, há a inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, com a evolução da capacidade instalada desta fonte dos atuais 1.780 MW para 3.626 MW em 2023, o que representa uma participação de 2,0% da matriz elétrica. Embora esta fonte seja representada, assim como as eólicas, de forma “inflexível”, abatida diretamente da carga, sua crescente expansão demandará uma representação mais fidedigna com o seu perfil de geração, que possui diferença relevante de valores entre os patamares leve, médio e pesado.

A Figura 4 ilustra a complementaridade anual teórica (em PU) das diversas fontes, ou seja, a diversidade de produção ao longo de um mesmo ano permite mitigar o efeito da sazonalidade da oferta hídrica, compensando a perda gradual de regularização, desde que suas ofertas sejam firmes e em montantes equivalentes à redução da oferta hídrica, ou seja, é extremamente importante a avaliação dessas disponibilidades para efeito de planejamento da operação.

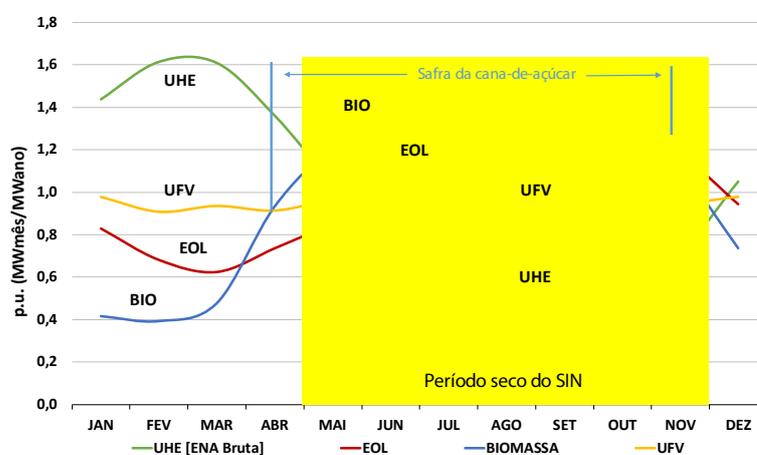


Figura 4 - Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração

Desta forma, depreende-se que as usinas térmicas convencionais, flexíveis ou não, também desempenham papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que possam ser acionadas para garantir os estoques de segurança durante o período seco. Vale também lembrar que esse período é coincidente com períodos de temperaturas mais altas no hemisfério Norte, o que permite uma complementaridade de oferta de geração com o GNL, e vice-versa.

2.5 Custo e relevância da oferta térmica

A necessidade de atendimento a uma carga crescente, associada à redução gradativa do Grau de Regularização SIN e à tendência de oferta hidroelétrica abundante nas estações chuvosas (como, por exemplo, a oferta da Amazônia, com sazonalidade acentuada), obriga a complementação da geração hidroelétrica na estação seca de cada ano, seja por usinas térmicas convencionais e/ou pelas fontes alternativas (eólicas/biomassa/solar). Assim, o parque térmico e as fontes alternativas passam a ter, cada vez mais, o papel de “reservatório virtual” do SIN.

Conforme já mencionado, as usinas termelétricas convencionais, flexíveis ou não, passam a desempenhar um papel importante na segurança do SIN. O montante de geração térmica disponível e seu custo para despacho são fatores determinantes no novo perfil da oferta no SIN. A Figura 5 apresenta a distribuição, por fonte, dos Custos Variáveis Unitários – CVUs do parque termoeletrico previsto para entrar em operação até 2023.

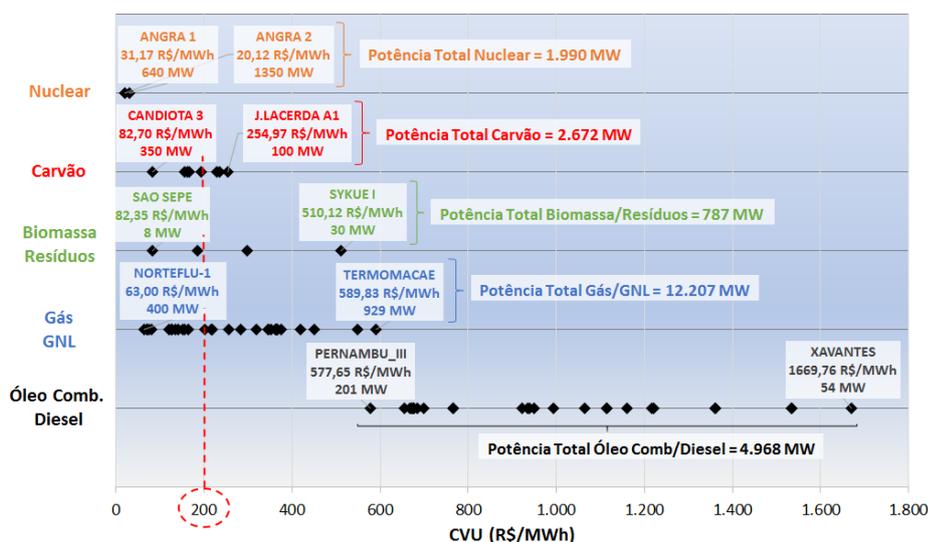


Figura 5 - Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por Fonte

Da anterior pode-se observar, além da interseção entre os custos das diversas fontes, uma elevada dispersão - UTEs com custos para despacho variando de 11 (Carvão) e 16 (Biomassa) até 54 (óleo combustível e diesel) vezes superior ao da térmica mais barata (nuclear).

A Figura 6 ilustra que a faixa de CVU em que há o maior incremento de geração térmica está entre 100,00 R\$/MWh e 250,00 R\$/MWh, onde é acrescido um montante de aproximadamente 6.100 MW de potência. Para os CVU mais elevados, na faixa de 800,00 R\$/MWh a 1.700,00 R\$/MWh, não há um incremento de potência significativo, o que acaba colaborando para a volatilidade dos CMOs quando do despacho de geração térmica nessa faixa de disponibilidade, o que inclusive explica a alteração de bandeiras tarifárias entre PMOs ao longo de cada ano.

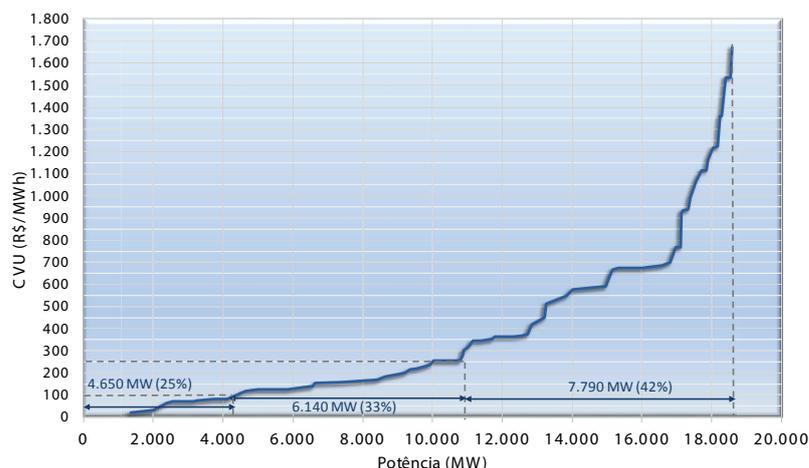


Figura 6 - Potência Térmica do SIN (MWmed) x CVU (R\$/MWh)

A Figura 7, a seguir, ilustra, de forma bastante simplificada a influência dos custos operativos das térmicas (CVU) no processo de otimização. Na realidade pode-se dizer que existem três tipos de térmicas: as inflexíveis, cuja geração é abatida da carga, e as inflexíveis, algumas de CVU competitivos, que são despachadas por ordem de mérito e algumas (cerca de 42% da capacidade instalada) com CVUs bastante elevados (acima de 250 R\$/MWh, por exemplo), que são despachadas por ordem de mérito apenas em cenários hidrológicos desfavoráveis, trazendo sinais econômicos através da Função de Custo Futuro que acabam por induzir a um maior esvaziamento dos reservatórios de regularização.

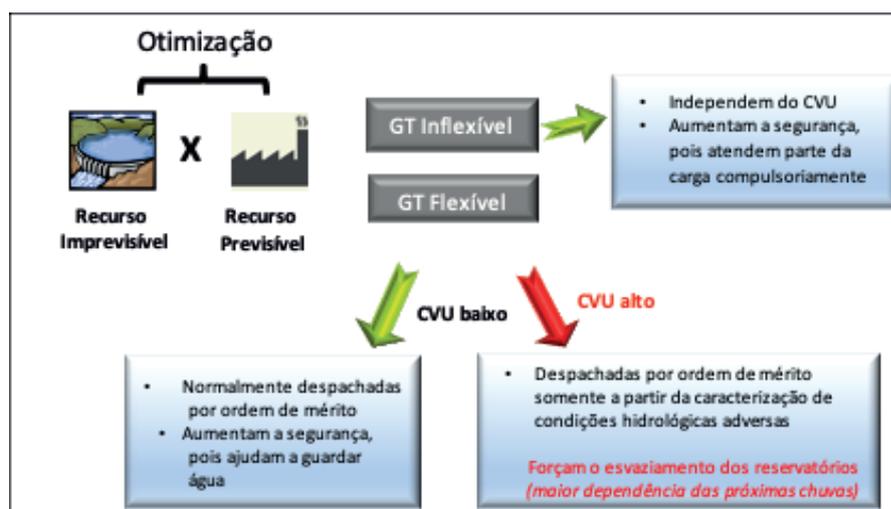


Figura 7 - Influência dos custos operativos das térmicas (CVU) no processo de otimização

Essa realidade operativa atual do SIN sugere que ações de planejamento possam ser indicadas no sentido de substituir as usinas mais caras por novos empreendimentos de custos operativos mais competitivos e impõe a construção de novas modalidades de

“leilões de substituição” de usinas térmicas que terão seus contratos findos a partir de 2022.

2.6 Alocação da geração compulsória de energia na curva de carga do SIN

Nos modelos de otimização, toda geração representada de forma inflexível é abatida da carga global projetada, resultando em uma carga líquida a ser atendida pelas demais fontes flexíveis no processo de otimização.

A Figura 8 apresenta uma estimativa das parcelas inflexíveis (térmica, não simuladas e hidráulica), em percentual da carga global, para os anos de 2019 e 2023. Nesta figura, entende-se por Carga Líquida a Carga Bruta prevista abatida da inflexibilidade térmica, da inflexibilidade hidroelétrica (defluência mínima obrigatória, geração a fio d’água, etc) e da previsão de geração de usinas eólicas, fotovoltaicas e a biomassa. Observa-se que a parcela de geração inflexível corresponde a um valor de 75% da carga global em 2019 e 70% da carga global em 2023, restando, desta forma, apenas 25% e 30%, respectivamente, da projeção global de carga para a operação otimizada entre as UHEs e as UTEs flexíveis, o que pode explicar porque no horizonte de médio prazo do PEN 2019 (2021 a 2023) os riscos de déficit são extremamente baixos, assim como o valor esperado dos custos marginais de operação, indicando assim o Equilíbrio Estrutural

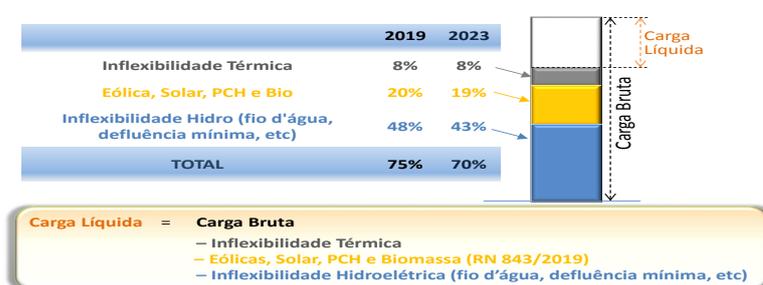


Figura 8 - Carga Global/Carga Líquida do SIN em 2019 e 2023

3 | CONCLUSÃO

Em termos de evolução da matriz de energia elétrica, ao se manter a atual tendência da expansão hidroelétrica, calcada em usinas com baixa ou nenhuma regularização plurianual, o papel das termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade, com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível (GN/GNL/Carvão) passa a ser fundamental na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova. Não obstante, as fontes alternativas complementares na estação seca, como eólicas, fotovoltaicas e biomassa, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, pois exercem o papel de “reservatórios virtuais” do SIN.

Com o critério econômico usual de mínimo custo total de operação e a disponibilidade significativa de térmica com CVUs mais elevados leva a um atraso no despacho térmico,

submetendo os subsistemas a acentuados deplecionamentos ao final de cada estação seca, gerando CMOs elevados e exigindo atenção do ONS para eventuais ações heterodoxas, o que muitas vezes indica uma situação paradoxal entre o Equilíbrio Estrutural e o Equilíbrio Conjuntural.

A alta parcela de inflexibilidade, que corresponde a um valor de 75% da carga global em 2019 e 70% da carga global em 2023, pode ser um dos motivos para a obtenção de riscos de déficits estruturais bastante reduzidos nas avaliações de médio prazo.

REFERÊNCIAS

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Referência do Modelo SUISHI**. Rio de Janeiro, 2018

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria 303/2014**. Brasília, DF, 2004

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da Operação Energética 2019/2023 – PEN 2019**. Relatório Técnico ONS DPL-REL-0182/2019. Rio de Janeiro, 2019.

ÍNDICE REMISSIVO

A

Automação 10, 64, 94, 120, 133, 165, 204, 216, 256

C

Compulsória 1, 12

Confiabilidade 2, 18, 43, 45, 47, 94, 95, 133, 163, 166, 167, 173, 176

E

Eficiência energética 10, 242, 243, 244, 250, 252

Energética 10, 1, 2, 3, 8, 13, 37, 42, 43, 44, 45, 46, 48, 58, 59, 242, 243, 244, 250, 252, 253

G

Geração 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 28, 29, 31, 33, 34, 35, 36, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 53, 55, 56, 57, 59, 61, 64, 67, 83, 166, 167, 168, 173, 177, 243, 256

Geração distribuída 28, 31, 42, 45, 166, 173, 177

Grau 1, 4, 5, 10, 30, 32, 65, 66, 137, 162, 169, 170, 171, 172, 173, 175, 263

I

Ilhamento 149, 150, 161, 163, 164, 166, 167, 168, 169, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177

Impressão 3D 10, 204, 206

Intermitência 2, 8, 15, 16, 17, 31, 40, 43, 45, 47, 49, 50

J

Jateamento 204, 207, 212, 213, 217

M

Manta térmica 10, 242, 244, 246, 248, 249, 250, 251, 252, 253

Máquina injetora 242, 245, 246, 251

Matriz de energia elétrica brasileira 8, 1, 2

N

Novas fontes 2, 43, 49

O

Oferta 1, 3, 8, 9, 10, 16, 29, 44, 45, 48, 49, 50, 52, 53, 54, 57, 59, 167, 255

P

Paraconsistente 10, 166, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 175, 176, 178

Pesquisa 7, 11, 6, 13, 37, 42, 44, 106, 120, 165, 204, 243, 244, 253, 254, 255, 256

Processamento 129, 130, 132, 133, 134, 137, 149, 150, 161, 163, 164, 165, 177, 243, 259, 261

Produtos 11, 44, 50, 206, 253, 254, 255, 256, 264, 265, 266

Proteção 9, 24, 29, 30, 34, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 116, 117, 118, 119, 120, 166, 167, 172, 177, 231, 241, 242, 244, 246, 248, 250, 251, 252

Proteção térmica 242, 244, 246, 248, 250, 251, 252

R

Rede neural 166, 169, 173, 175, 176, 219, 220, 223, 224

Regularização 1, 2, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 220, 225

Relé inteligente 10, 166, 168, 169, 171, 174, 175

S

Sazonalidade 1, 2, 5, 8, 9, 10, 29

Segurança 8, 5, 8, 9, 10, 12, 14, 15, 17, 18, 19, 21, 23, 25, 26, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 59, 88, 91, 92, 93, 94, 138, 166, 167, 171, 217, 231, 246

Sinais 11, 121, 122, 123, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 136, 137, 148, 149, 150, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 168, 169, 172, 174, 175, 214, 245

Supermercado 11, 254, 255, 256, 268

T

Térmica 10, 1, 4, 8, 10, 11, 12, 21, 23, 44, 46, 47, 48, 50, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 206, 230, 231, 232, 234, 242, 244, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253

Transformada de Fourier 149, 152

Transformada fracional de Fourier 9, 148, 149, 150, 157, 159, 161, 165

 **Atena**
Editora

2 0 2 0