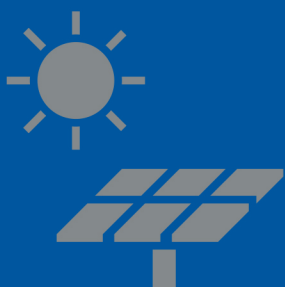


Nivalde J. de Castro (Org.)

VISÃO 2030

Cenários, tendências e novos paradigmas do **setor elétrico**



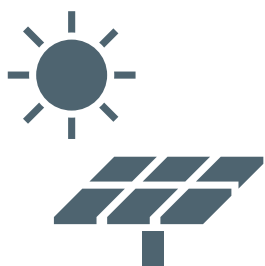
VISÃO **2030**

Alexandre Lafranque
Amaro Olímpio Pereira Junior
André Luis da Silva Leite
Antônio Farinha
Antônio Martins
Carlos Henggeler Antunes
Dorel Ramos
Guilherme de Azevedo Dantas
Guilherme Luiz Susteras
Isabel Soares
José Sidnei Colombo Martini
Marcelo Aude
Marcelo Colomer
Nivalde J. de Castro
Patrícia Pereira da Silva
Pedro Bara Neto
Ricardo Raineri Bernain
Roberto Brandão
Rubens Rosental

Nivalde J. de Castro (Org.)

VISÃO 2030

Cenários, tendências e novos paradigmas do **setor elétrico**



Copyright © 2015 CPFL

Copyright © 2015 desta edição Babilonia Cultura Editorial

Grafia atualizada segundo o Acordo Ortográfico da Língua Portuguesa de 1990, em vigor no Brasil desde 1º de janeiro de 2009.

Todos os direitos reservados e protegidos pela Lei 9.610, de 19 de fevereiro de 1998. É proibida a reprodução total ou parcial sem a expressa anuência da editora.

As opiniões contidas neste livro são de exclusiva responsabilidade de seus autores, não comprometendo, portanto, as instituições às quais estão vinculados e a marcas realizadoras deste projeto.

Direção editorial

Michelle Strzoda

Preparação de originais e revisão

Babilonia Cultura Editorial

Projeto gráfico de capa e miolo

Rafael Nobre

Diagramação

Rafael Nobre e Igor Arume

Gráficos

Daniel Nogueira

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

V822

Visão 2030 : Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico / Nivalde J. de Castro (org.). - Rio de Janeiro : Babilonia Cultura Editorial, 2015.

440 p. : il. ; 25 cm.

Inclui bibliografia.

ISBN 978-85-66317-04-6

1. Energia elétrica. 2. Energia - Fontes renováveis. 3. Desenvolvimento energético - Brasil. 4. Energia hidráulica. 5. Energia termelétrica. 6. Veículos elétricos. I. Castro, Nivalde J. de.

CDU 621.31

CDD 621.31

**BABIL
ONIA**
CULTURA EDITORIAL

Babilonia Cultura Editorial

Avenida Rio Branco 185 | sala 1.710

Centro | Rio de Janeiro | Brasil | 20040-007

55 21 3215-6783 | 3258-3365

contato@babiloniaeditorial.com.br

www.babiloniaeditorial.com.br

Sumário

Apresentação | 6

Prefácio I | 8

Prefácio II | 10

Agradecimentos | 12

Introdução | 14

1. A gestão da infraestrutura urbana na cidade do Futuro: energia elétrica | 17

José Sidnei Colombo Martini

2. Desafios do desenvolvimento energético | 55

Ricardo Raineri Bernain

3. A geração hídrica brasileira em longo prazo | 83

Pedro Bara Neto

4. A importância das fontes renováveis de energia elétrica na matriz brasileira | 111

Guilherme de Azevedo Dantas
Rubens Rosental

5. Alternativas de suprimento para o setor termelétrico no Brasil | 137

Marcelo Colomer

6. A necessidade de expansão da geração térmica no Brasil | 169

Nivalde J. de Castro
Roberto Brandão

7. Distribuição inteligente | 185

Carlos Henggeler Antunes

8. Redes inteligentes: Tendências operativas e comerciais em longo prazo | 215

Dorel Ramos

9. Microrredes elétricas | 231

Dorel Ramos

10. Importância, desafios e impactos dos veículos elétricos | 267

Alexandre Lafranque
Guilherme de Azevedo Dantas

11. Tendências para a operação e a comercialização de energia elétrica no Brasil | 299

Amaro Olimpio Pereira Junior

12. Perspectivas regulatórias no mercado de electricidade | 319

Isabel Soares

13. Evolução dos mercados de energia elétrica | 347

Patrícia Pereira da Silva
André Luis da Silva Leite

14. Novo ambiente estratégico de negócios | 369

António Farinha
Guilherme Luiz Susteras
Marcelo Aude

15. Economia de baixo carbono | 401

Antônio Martins

Sobre os autores | 432

Apresentação

Não seria possível a existência do sistema socioeconômico contemporâneo sem a utilização de formas modernas de energia, especialmente combustíveis líquidos e eletricidade. Observa-se, assim, uma relação entre energia e desenvolvimento. Porém, a produção e o uso de energia resultam em impactos ambientais, além de se tratar de uma indústria que exige vultosos investimentos. O desafio é garantir a segurança do suprimento ao menor custo possível, minimizando impactos ambientais.

No caso específico do setor de energia elétrica, a impossibilidade de estocagem exige equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda e, por consequência, a plena coordenação da cadeia produtiva. Por ser uma indústria de rede, o setor exige uma regulação econômica ativa para garantir a saúde financeira das empresas sem que haja a cobrança de preços abusivos.

Ao longo do século XX, o setor elétrico se consolidou baseado na geração centralizada associada a extensas linhas de transmissão e distribuição com fluxos unidirecionais de energia. As reformas liberalizantes realizadas em muitos países a partir do final da década de 1980 estiveram restritas ao âmbito econômico. Em linhas gerais, o paradigma tecnológico pouco foi alterado ao longo dos últimos 120 anos.

Em contraste com esta realidade, o setor elétrico deverá passar por um amplo processo de transformação no decorrer das próximas duas décadas. Já se verifica uma tendência de descentralização da geração de energia em muitos países devido à disseminação de geração a partir de fontes renováveis e alternativas. Soma-se a isso o início de investimentos em redes inteligentes. Também é preciso considerar o surgimento dos veículos elétricos nas frotas,

que impactarão não apenas a demanda por energia elétrica, mas também poderão atuar como armazenadores da geração a partir de fontes renováveis. É perceptível que a mudança do paradigma tecnológico causará alterações na lógica comercial e no ambiente de negócios das empresas do setor elétrico. Para tanto, a regulação precisa evoluir com vistas a incitar e viabilizar essas inovações.

Embora as transformações suscitadas já estejam começando a ser verificadas em muitos países, no Brasil o processo ainda é bastante incipiente. Dada a importância do exame prospectivo de como essas mudanças deverão ocorrer no setor elétrico brasileiro, o projeto de P&D Aneel A Energia na Cidade do Futuro da CPFL Energia, em parceria com o Gesel/IE/UFRJ e com a Roland Berger, analisa as perspectivas tecnológicas, comerciais e regulatórias para fornecer elementos aos agentes do setor elétrico de modo que eles possam discutir como deverá ser o setor elétrico brasileiro na década de 2030 e o que precisa ser feito para se atingir metas até lá.

Com o propósito de estimular reflexões sobre o projeto, este livro é uma coletânea de capítulos assinados por especialistas que são referência nos temas apresentados. Além de uma extensa revisão de literatura técnica sobre as linhas de pesquisa abordadas, o desenvolvimento do projeto contemplou um intenso contato com autoridades renomadas, especialmente por meio da realização de workshops temáticos, e uma ampla discussão das questões com profissionais da CPFL por meio de dinâmicas de grupos. Desta forma, foi possível construir a Visão 2030 e identificar variáveis de riscos.

Prefácio I

Máximo Luiz Pompermayer

Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Segundo a ciência, o ser humano é a única espécie que tem plena consciência do futuro. É também a única capaz de provocar (e tem provocado) alterações significativas no ambiente em que vive. A noção de tempo e o desejo de viver uma situação melhor têm levado a interferências no cenário atual para que ele caminhe na direção pretendida. Mas é preciso, antes, refletir sobre o futuro desejado e criar condições favoráveis para sua construção. É necessário ainda visitar um pouco o futuro e retornar ao presente mais convencido e preparado para as mudanças.

Mas nada disso é simples, muito menos trivial. Não há passaporte nem roteiro certo para viagens como esta. Estão em jogo fenômenos e interesses dos mais variados tipos e dimensões, incluindo aspectos científicos, tecnológicos, econômicos e sociais. Não se limita apenas à projeção de tendências nem diz respeito a decisões futuras. Trata-se das implicações futuras de decisões presentes. O mundo amanhã depende do que fazemos ou deixamos de fazer hoje. E sem essa viagem ao futuro, sem uma reflexão profunda e sistemática sobre o que fazer ou deixar de fazer, torna-se inevitável o arrependimento e a expressão de lamento que deu origem a um livro intitulado *Ah, se eu soubesse...*, do publicitário americano Richard Edler.

Foi com esse intuito que os responsáveis por este livro mobilizaram recursos para viabilizar uma discussão proficiente e focada sobre a energia na Cidade do Futuro. Foi com esse propósito e com essa convicção que várias pessoas e instituições acreditaram neste projeto e uniram esforços para torná-lo realidade.

Além de visões, ideias e discussões sobre a cidade e a energia do futuro, este livro inclui exemplos reais de projetos em construção em várias partes do mundo. Portanto, não se trata de mero exercício acadêmico nem de ficção científica. Trata-se de conhecimento científico e tecnológico indispensável à compreensão de fenômenos e fatores que moldam a economia moderna e desafiam a lógica tradicional de suprimento energético.

Outras viagens como esta serão necessárias, mas um caminho já foi percorrido. E, com os aprendizados desta viagem, fica mais fácil lidar com o presente e traçar novos roteiros para a construção de um futuro melhor.

Foi com esse pensamento e com essa expectativa que a Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética da Aneel sinalizou positivamente a execução deste projeto editorial com recursos do Programa de P&D da CPFL Energia. É com essa convicção que desejamos a todos uma boa leitura e o máximo proveito dos insumos aqui disponibilizados.

Prefácio II

Hermes Chipp

Diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Se em um ambiente estável a questão da oferta e do consumo de energia já é um desafio permanente, no contexto atual, em que está ocorrendo uma transformação sem precedentes na estrutura da indústria de energia elétrica, o assunto impõe, em âmbito mundial, novos questionamentos sobre o tema nunca antes discutidos e tratados. Estamos lidando com uma mudança ao mesmo tempo que ocorre na matriz de oferta e na maneira como consumimos energia elétrica.

Enfrentamos uma verdadeira mudança de paradigma, em que nas bases de um modelo vigente têm passado por alterações. Desta maneira é inevitável que ocorra uma convivência entre o novo e o antigo, até que, sem que todas as partes do antigo sejam totalmente desconsideradas, o novo prevaleça. As mudanças ocorrem gradativamente, e o horizonte de 2030 já está sendo configurado.

É mais do que oportuno olhar desde já para o futuro de forma planejada e estruturada. Precisamos nos preparar para essa mudança. Como não poderia deixar de ser, continuamos enfrentando os problemas atuais sob uma perspectiva quase sempre em curto prazo, com um futuro ainda não bem delineado. Para citar um exemplo, vamos operar um *grid* composto por múltiplos segmentos de produção e consumo, convivendo com a rede convencional, gradativamente mais intensiva em tecnologia da informação e em aparatos inteligentes.

Questões assim estão em pauta na agenda atual: Como iremos carregar e descarregar o carro elétrico? Como os consumidores irão gerir ativamente a energia que consumirão e produzirão em suas casas?

A preparação envolve a capacitação das equipes, inclusive com a troca de experiência com outros operadores do mundo. Exige também novas ferramentas e procedimentos, que deverão ser desenvolvidos para o planejamento da expansão, a coordenação da operação e a operação em tempo real.

A iniciativa da CPFL de publicar este livro é, portanto, uma contribuição oportuna e relevante. Sem dúvida nos instigará ainda mais na busca das soluções técnica e economicamente viáveis para este futuro que se projeta.

Agradecimentos

Este livro é um resultado direto do projeto de P&D A Energia na Cidade do Futuro, desenvolvido dentro do Programa da Aneel e realizado pelas equipes do Grupo CPFL, Roland Berger e do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel) do Instituto de Economia da UFRJ.

A partir da definição de nove grandes temas, foram estabelecidos cenários e parâmetros da evolução e dos impactos da energia na vida das pessoas, das empresas e das cidades.

Para fundamentar e dar mais consistência analítica ao esforço intelectual exigido pelo projeto, convidamos especialistas do setor elétrico de inúmeras instituições nacionais e internacionais a escreverem textos de cunho acadêmico. Ou seja, os capítulos deste livro tratam de diferentes assuntos relacionados direta e indiretamente ao tema central da pesquisa com rigor científico.

Esta publicação materializa a contribuição de especialistas, o que nos leva a agradecer a todos estes autores que dedicaram suas experiências, motivações e acima de tudo horas de produção intelectual.

Nivalde J. de Castro

Gesel/IE/UFRJ

Coordenador do P&D A Energia na Cidade do Futuro

Conteúdo

Alessandro Gregori	Flavio Barbosa	Marcelo Ferraz
Alexandre Lafranque	Flavio Luiz Marqueti	Marco Antonio Bueno
André Dorf	Gisélia da Silva	Marco Antonio Villela de Abreu
Antônio Farinha	Guilherme de Azevedo Dantas	Marcos Chaves
Antônio Roberto Donadon	Gustavo Estrella	Marney Tadeu Antunes
Augusto Luis Rodrigues	Hélio Puttini Junior	Nivalde J. de Castro
Caius Vinícius Sampaio Malagoli	Hélio Takashi Ito	Paulo Henrique Silvestri Lopes
Carlo Linkevicius Pereira	Helio Viana Pereira	Paulo Ricardo Bombassaro
Carlos da Costa Parcias Jr.	Henrique Sana	Paulo Salla
Carlos Wilson Silva Ribeiro	Hugo Helito da Silva	Peter Eric Volf
Carlos Zamboni Neto	Jairo Eduardo de Barros Alvares	Rafael Lazzaretti
Carolyne Muniz Dias	Jefferson Alberto Scudeler	Rebeca Dauscha
Daniel Marrocos Camposilvan	João Miguel M. Martin	Ricardo Buratini
Daniela Garcia Pizzolatto	José Marcos Chaves de Melo	Ricardo Motoyama de Almeida
Eduardo Atsushi Takeiti	Jurandyr Lorena Pimentel	Ricardo Siufi
Eduardo dos Santos Soares	Karin Regina Luchesi	Roberto Brandão
Eduardo Henrique Trepodoro	Leandro Cappa	Rodolfo Coli da Cunha
Eduardo Jonas De Miranda	Lucas Salgado	Rodolfo Nardez Sirol
Eliana Frazão	Luciano Jose Goulart Ribeiro	Rubens Rosental
Emerson Massato Terasaki Hioki	Luis Henrique Ferreira Pinto	Sebastião Pinho
Fabiano Lacombe	Luiz Eduardo F. do Amaral Osorio	Sergio Luiz Felice
Fabio Fernandes Medeiros	Marcelo Aude	Silvia Zwi Esteves
Fabio Fick	Marcelo Carreras	Tarcisio Borin
Fabio Rogerio Zanfelicé	Marcelo Cordeiro Ferraz	Vinicius Teixeira
Felipe Antonioli	Marcelo da Silva Gongra	Vitor Fagali
Fernando Mano da Silva	Marcelo de Moraes	Wilson P. Ferreira Junior

Palestrantes

Alessandro Leal	Luiz Barata
Google Brasil	CCEE
Amilcar Guerreiro	Marcelo Colomer
EPE	UFRJ
Antônio Martins	Nelson Siffert
Universidade de Coimbra (Portugal)	BNDES
Carlos Henggeler Antunes	Olivier Murget
Universidade de Coimbra (Portugal)	Renault (França)
Eduardo Lopes	Paulo Esteves
Wobben	ERSE
Gilberto Jannuzzi	Reive de Barros
Unicamp	Aneel
Hélio Mattar	Ricardo Raineri Bernain
Instituto Akatu	Ex-ministro de Energia do Chile
Hermes Chipp	Roberto Schaeffer
ONS	Coppe/UFRJ
Isabel Soares	Rogério Ribeiro
Universidade de Coimbra (Portugal)	Schnaidder
Jaap Rieter	Romeu Rufino
Delta (Holanda)	Aneel
Jim Meadows	Sidinei Martini
Pacific Gas and Electric Company (Califórnia)	USP
João Dias	Suzana Domingues
Prio.E (Portugal)	GE
José Carlos de Miranda Farias	Wolfgang Bernhard
EPE	Roland Berger (Alemanha)

Introdução

A energia é um vetor essencial no desenvolvimento da civilização e no crescimento econômico do planeta. Com ela foi possível aprimorar todos os setores do conhecimento técnico e científico e ainda por meio dela foram disponibilizadas maiores facilidade e velocidade em todas as atividades humanas. O atual estado de consumo energético no planeta é fruto do desenvolvimento e do progresso do ser humano. No entanto, insistem divergências entre o consumo energético para suprir as reais necessidades e o emprego da energia, que se dá muitas vezes de forma indiscriminada.

Nesse contexto, o setor elétrico apresenta especificidades que o tornam bastante complexo, pois se trata de insumo básico para conforto, qualidade de vida e desenvolvimento econômico. Como não é possível estocar energia elétrica nos montantes que são produzidos e utilizados, torna-se imperativa a coordenação entre todas as etapas de sua cadeia produtiva (geração, transmissão e distribuição) com vistas a possibilitar o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda. Por se tratar de uma indústria de rede, é essencial também a regulação sobre o setor para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas com a busca constante por tarifas módicas.

Historicamente, o setor se desenvolveu baseado na lógica da geração centralizada conjugada com redes de transmissão de grande porte e sistemas de distribuição. Tais atividades eram tradicionalmente exercidas sob a forma de monopólios integrados verticalmente com o objetivo de explorar economias de escala e de escopo e reduzir custos de transação. Sobre esta estrutura, em geral era aplicada a regulação pelo custo do serviço que incentivava a realização de investimentos por garantir a remuneração da base de ativos, mas não incitavam a busca por eficiência.

A partir do final da década de 1980, ocorreu uma série de reformas motivadas pela necessidade de dotar o setor de maior eficiência. Em

linhas gerais, as reformas consistem em desverticalizar a indústria para possibilitar a concorrência nos segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização), enquanto os segmentos caracterizados como monopólios naturais (transmissão e distribuição) permanecem regulados, sendo esta regulação essencial para garantia do acesso aos novos entrantes. Concomitantemente, passaram a ser adotados modelos regulatórios que priorizassem a busca por eficiência, destacando-se a metodologia *price cap*.

Embora a redução da escala mínima eficiente da geração termelétrica, ao permitir maior concorrência na geração de energia elétrica, tenha consistido em um elemento indutor das reformas liberalizantes, percebe-se como o teor das mudanças ocorridas no setor elétrico durante o final do século XX esteve restrito à esfera econômica. O paradigma tecnológico do setor elétrico pouco foi alterado desde sua criação.

Em anos mais recentes, observa-se o início de um ciclo de vultosos investimentos em fontes alternativas e renováveis devido à necessidade de se reduzir a participação da geração a partir de combustíveis fósseis na oferta de energia elétrica. Mais do que uma mudança na composição da matriz elétrica mundial, trata-se de um amplo e gradual processo que irá alterar as bases de funcionamento dos sistemas elétricos.

Tais fontes propiciam uma tendência de descentralização da geração de energia, especialmente considerando a prática da microgeração nas unidades de consumo. Para lidar com esse sistema mais distribuído e com fluxos bidirecionais de energia onde consumidores também poderão vender energia, a disseminação de redes inteligentes apresenta-se como um elemento vital, vide que as mesmas permitem o monitoramento e o gerenciamento da geração e transporte de energia elétrica em tempo real por meio do uso de avançadas tecnologias de informação e comunicação. Nota-se que

as redes inteligentes não apenas assumirão grande importância diante da perspectiva de crescentes fluxos bidirecionais de energia, como também para o gerenciamento da demanda, na medida em que possibilita a adoção de tarifas dinâmicas e o monitoramento remoto de equipamentos.

Ao mesmo tempo, dado que a disseminação de veículos elétricos é vista como uma estratégia primordial para a redução das emissões de gases do efeito estufa no setor de transportes, é preciso considerar os impactos destes veículos sobre o setor elétrico. Mais do que o impacto sobre a carga, em médio prazo tais veículos serão indutores de uma maior utilização de fontes renováveis. Suas baterias poderão atuar como armazenadoras da energia gerada a partir dessas fontes para atenuar impactos e efeitos da intermitência gerados por fonte solar e/ou eólica sobre o sistema elétrico.

Para que estas mudanças ocorram, é preciso que a regulação evolua com o objetivo de incitar investimentos nestas novas tecnologias e esteja adequada à lógica econômica destes novos negócios e, desta forma, não se torne um obstáculo aos investimentos. Por outro lado, este conjunto de mudanças prospectados na lógica operativa dos sistemas elétricos terão impactos na esfera comercial; vislumbra-se a configuração de um novo ambiente de negócios. O processo de liberalização da indústria tende a se acentuar com a entrada de novos *players* e, ao mesmo tempo, novos agentes organizacionais deverão ser criados. Observa-se assim que empresas do setor precisarão rever estratégias empresariais. A decisão sobre atuar na prestação de serviços não regulados e/ou entrar nos mercados de outras *utilities* será de grande relevância.

O setor elétrico brasileiro não ficará imune a estas transformações, mesmo que tendam a se processar em um ritmo mais moroso do que aquele verificado nos Estados Unidos e na União Europeia em função do menor nível de renda *per capita* brasileiro.

O exame das perspectivas do setor elétrico brasileiro precisa considerar as peculiaridades da matriz elétrica brasileira e como a impossibilidade da construção de novos reservatórios de acumulação exigirá a complementação da geração do parque hidrelétrico.

A gestão da infraestrutura urbana na cidade do futuro: Energia elétrica

1.

José Sidnei Colombo Martini

As exigências sociais vêm demandando das concessionárias de serviços públicos respostas eficientes e agilidade para assegurar e viabilizar as condições necessárias para o estilo moderno de vida. Isso exige que cada um dos serviços oferecidos à sociedade se modernize e utilize os meios de comunicação digitais para tal. No entanto, como em todo arranjo sistêmico, aperfeiçoar significa mais do que otimizar cada uma das partes. A coordenação dos processos de controle da infraestrutura urbana se apresenta como uma necessidade de desenvolvimento, dando à operação das cidades a necessária inteligência. Dadas as características do processo de suprimento elétrico urbano, as concessionárias de distribuição de energia elétrica foram as que mais se desenvolveram em técnicas operacionais, apoiadas em centros de controle da operação em tempo real e, portanto, detêm as melhores práticas de logística, necessárias para a constituição de uma coordenação operacional sistêmica para as cidades. Isso as torna candidatas naturais à promoção do desenvolvimento urbano, na coordenação dos vários processos, como

água tratada, gás, energia elétrica etc., bem como lhes permite explorar um grande volume de negócios, em benefício da sociedade.

O desenvolvimento tecnológico, sobretudo o relacionado à inovação digital e de comunicações, tem viabilizado o surgimento de novos objetos que modificam os hábitos e os comportamentos de cidadãos. Assim foi com a telefonia celular, com as redes sociais, com a captura e a transmissão de imagens fixas e ao vivo. As novas tecnologias alteram o nível de expectativa e de exigência das pessoas, em face da variedade e da frequência de aprimoramentos de objetos e sistemas, que vão se incorporando ao dia a dia das cidades. Essa mesma tecnologia que deu vida às comunicações se oferece aos demais processos de infraestrutura urbana como ferramenta para o desenvolvimento social.

Entre os processos de infraestrutura urbana, o processo elétrico — mais especificamente o processo de distribuição de energia elétrica — é o que mais se conecta ao usuário final. Sempre foi o mais solicitado ao controle e à logística de tempo real, por suas próprias características físicas. A existência dos centros de controle, que há tempos controlam o processo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, é uma demonstração da necessidade de organização, da prática disciplinada de procedimentos, para que a energia elétrica não falte.

Inspirados nesse tipo de organização, procedimentos logísticos foram também desenvolvidos nos sistemas de controle de transporte ferroviário, metroviário, do espaço aéreo, da distribuição de água potável e da segurança das cidades. No entanto, somente há menos de uma década, popularizou-se a percepção de que a operação de uma cidade exige que seus processos fisiológicos sejam considerados conjuntamente e tenham uma operação coordenada.

Nesse sentido, alguns passos vêm sendo dados. A aproximação dos centros de controle dos processos de infraestrutura urbana, seja pela proximidade física ou pela intercomunicação, já sinaliza um enorme ganho, pela visão sistêmica do funcionamento da cidade. A possibilidade de uso de tecnologias de computação e de

comunicações potencializa ainda mais a expectativa de ganhos dessa operação coordenada. A aplicação dessas novas tecnologias aos processos urbanos já apresenta reflexos positivos e reconhecidos pela característica inteligente. A aplicação dessas mesmas tecnologias ao conjunto dos processos urbanos gera resultados melhores, justamente pela exploração de melhorias sistêmicas, conhecidas por “organicamente inteligentes”.

A cidade do futuro

Uma cidade é um organismo vivo. Seu crescimento acontece em decorrência dos usos que seus habitantes desejam fazer dela. Suas mutações, muitas vezes, são consequência de usos impensados. Seu futuro será um reflexo da maneira como hoje ela é considerada: um local onde as pessoas vivem, um espaço que se molda para atender os desejos dos que nela vivem e dos que ela deseja atrair.

A cidade do futuro poderá ser a que resultar, simplesmente; ou a que será construída para materializar um desejo de estilo de vida. O futuro de uma cidade decorre dos mesmos influentes que definem o futuro de um objeto, de um ser animado, de uma pessoa. O futuro desejado depende da percepção que se tem dele e da persistência em construí-lo.

Considerando o presente como o futuro do passado, podem-se conferir as visões que eram feitas, no passado, para caracterizar os dias de hoje: veículos que se moviam por túneis e com propulsão elétrica, raios paralisadores para serem usados em batalhas, levitação no transporte, comunicação com imagens exibidas em painéis, comunicações sem fios com locais distantes e tantas outras visões, algumas ainda não materializadas, como o teletransporte de pessoas. Essas são visões expressas em filmes como *Flash Gordon*, na década de 1930, ou *A mosca da cabeça branca*, de 1958.

O tempo passou e o que se nota é que muitas das visões tornaram-se realidade como são os casos do metrô, o raio *laser*, a

telefonia celular, a telepresença, as redes sociais etc. No entanto, não estavam a poluição, a dizimação de florestas, os resíduos em abundância previstos a ultrapassarem os limites de crescimento, a insegurança física e a necessária sustentabilidade.

O futuro pode ser representado por visões nas quais uma cidade venha a ser um ambiente coerente, sustentável com consumo de energia racional, com recursos de comunicação que estimulem além da audição e visão, o tato, o olfato e o paladar; com deslocamentos rápidos e seguros nas três dimensões; com a reutilização de resíduos, entre outras características de vida.

Para que isso aconteça, será necessário um caminho contínuo que ligue o presente até esse desejável futuro, e que ao longo desse caminho seja possível ir construindo mudanças, graduais, que possam ser absorvidas pelas pessoas que viverão os distintos períodos dessa viagem no tempo.

Algumas visões são hoje construídas para orientar as ações dos construtores do futuro, como a visão da cidade de Songdo (2013), da Coreia do Sul, que assim se define:

Uma instalação movida a gás natural vai fornecer energia limpa e água quente para toda a cidade. As luzes das ruas serão de *Light Emitting Diodes* (LED), mais eficientes. Um sistema centralizado será instalado para coletar lixo seco e molhado, eliminando a necessidade de usar veículos para isso, e 75% do lixo e dos materiais de construção de Songdo poderão ser reciclados e utilizados na maior extensão possível.

Outra visão propõe que, na casa de um idoso, o chão terá sensores de pressão capazes de interpretar uma queda. No momento do acidente, a emergência é acionada automaticamente. Mesmo que a vítima esteja inconsciente, o socorro é chamado (COREIA DO SUL 1, 2013).

Outra visão ainda vislumbra que o sistema de estacionamento será subterrâneo ou coberto para minimizar o efeito de calor urbano e proporcionar mais espaço para pedestres. Garagens terão integração com a infraestrutura necessária para carregamento

de veículos elétricos com objetivo de facilitar a transição para transportes de pouca emissão (COREIA DO SUL 2, 2013).

No entanto, o futuro não apresenta somente visões. Há projetos reais em desenvolvimento, que buscam materializar conceitos visionários. É o caso de Masdar, um distrito econômico da cidade de Abu Dhabi, nos Emirados Árabes, e um dos modelos de cidade laboratório em construção. Quando estiver pronta, em 2025, Masdar deverá ter uma população de até 50 mil habitantes e 1.500 empresas. Por suas ruas circularão carrinhos elétricos conhecidos como pods, impulsionados por trilhos magnetizados. O projeto urbanístico de Masdar foi criado pela empresa inglesa de arquitetura Foster and Partners, em 2006. A principal característica dessa cidade planejada é a sustentabilidade, que inclui a meta de tornar-se neutra de CO₂. A cidade sediará uma universidade, a Masdar Institute of Science and Technology, e várias empresas. Estão envolvidos em sua construção entidades como Massachusetts Institute of Technology, General Electric, BP, Royal Dutch Shell, Mitsubishi, Rolls-Royce, Total S.A., Mitsui, Fiat e Conergy, esta última envolvida especialmente na construção de uma estação de captação de energia solar com potência de 40 MW (MASDAR, 2013).

Vale a pena ser mencionada mais uma ficção, entre tantas outras: Estranhópolis. Nela:

- Os moradores desfrutarão de boa qualidade de vida, explorando minimamente os recursos naturais disponíveis;
- Os gastos de energia e de água serão reduzidos, o que irá garantir a máxima autossuficiência nesses dois recursos;
- Será gerado pouco lixo e gases poluentes que influenciam o aquecimento global, como o CO₂;
- Haverá um sistema eficiente de produção de alimentos, com mínima dependência do campo ou de outras cidades;
- Serão priorizados os deslocamentos a pé, de bicicleta e com meios de transporte menos poluentes (ESTRANHÓPOLIS, 2013).

Sob o ponto de vista de geração de energia elétrica a partir de novas fontes, uma casa do futuro terá painéis fotovoltaicos

que aproveitarão a luz do sol, convertendo-a em energia elétrica. Igualmente, geradores eólicos aproveitarão a energia dos ventos. Energia elétrica também será gerada a partir da queima de gás, em aparelhos com múltiplas funções que produzirão ainda frio e calor. Cada casa terá um acumulador de energia elétrica que atuará como um pulmão, ora se carregando, ora se descarregando, para manter as necessidades elétricas do local e aproveitar os momentos de geração domiciliar. Nessa condição, haverá momentos em que a energia gerada, após completar a carga do acumulador, poderá ser transferida para a rede da concessionária de distribuição de energia elétrica (FAPESP, 2013).

Nessas circunstâncias haverá um novo papel a ser cumprido pelas distribuidoras de energia elétrica, pois boa parte da energia consumida pelos usuários poderá ser gerada por eles próprios. A distribuidora de energia elétrica continuará tendo um importante papel de garantir disponibilidade de energia, para situações em que a demanda de um usuário não possa ser atendida integralmente por sua acumulação e pela geração própria. Entretanto, o preço a ser cobrado pela distribuidora, nessas condições, não será apenas o da efetiva venda de energia elétrica ao consumidor, mas possivelmente haverá uma parcela a ser paga pela disponibilidade. É o que hoje é feito para se ter seguro, dispor de extintores de incêndio e estepes de veículos. Como seria remunerada a distribuidora se todos os consumidores gerassem o suficiente para seu próprio consumo e, eventualmente, quando sua demanda fosse maior que a autoprodução e esta precisasse pedir socorro à alimentação pela distribuidora? Em uma situação assim, a distribuidora passa a ter um novo papel: o *back-up* para a autogeração. Logicamente, esses cenários deveriam ser analisados à luz da regulação, para que não se tornem inibidores da autogeração, mas que mantenham a sustentação da distribuição.

A cidade inteligente

Qualquer que seja a visão de uma cidade do futuro a partir de uma já existente, ela não se materializará em um único instante. Haverá uma evolução gradual, contínua, que se iniciará com a adição de inteligência em cada um dos processos urbanos.

Já se fala em inteligência na rede elétrica, a *smart grid*, que basicamente consiste em adição de automação aplicada às redes elétricas atuais, com o acréscimo de novos elementos importantes, como o consumo decorrente do uso de carros elétricos, convívio com geração sazonal distribuída, microgeração. Nesse sentido, a automação tem uma abrangência ampla, constituindo-se não somente de equipamentos eletrotécnicos, mas também de farta participação de elementos de tecnologia de informação, onde comunicação e software são valorizados.

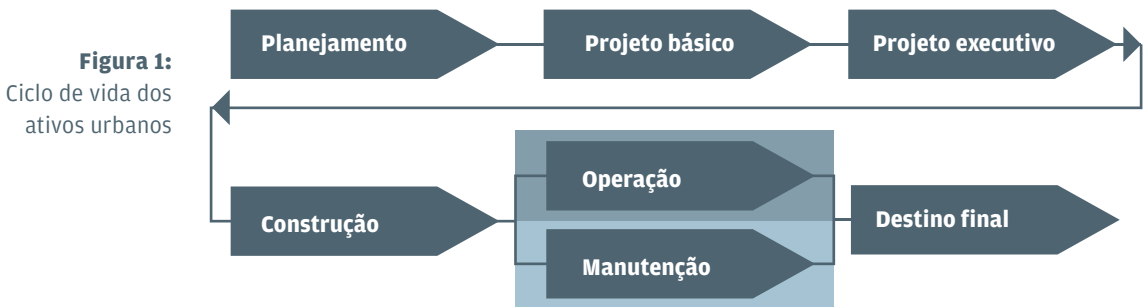
Já se fala em inteligência na rede de água de cidades, a *smart water*, que, de maneira semelhante à energia elétrica, trata de aplicação de automação à rede de água existente, melhorando-a e dotando-a de medição e controles específicos.

Fala-se também em inteligência em transporte urbano. O *smart metro* consiste em metrô que não necessitam de condutores a bordo. Os trens andam de maneira automática, evitando, por exemplo, erros humanos. Apesar de essa nova modalidade de controle de transporte ser inovadora, o princípio básico já vinha sendo aplicado em elevadores. Uma analogia seria considerar o metrô como um elevador que anda na horizontal, sobre trilhos. No elevador, já há muito tempo o operador de cabine foi abolido e substituído por automatismos. Dessa forma, o metrô sem condutor assemelha-se ao elevador inteligente, o *smart lift*.

Nesse caminho em direção à cidade do futuro, há muitas aplicações que já estão em uso e que já foram absorvidas pela sociedade. As comunicações vêm se tornando rapidamente inteligentes, dispensando os fios e cabos, em certas aplicações, como o wi-fi, integrando usuários às redes de voz e dados. Os terminais inteligentes, os *smartphones*, já são tão populares que

é difícil encontrar alguém com um dos antigos terminais telefônicos móveis (SMARTPHONES, 2013).

A inteligência em uma cidade pode ocorrer de duas maneiras: uma, quando a cidade nasce projetada para essas novas funcionalidades, a inteligência é congênita; e outra, quando a inteligência vai aos poucos sendo adicionada nos vários processos que compõem a fisiologia da cidade. Neste caso, a inteligência é adicionada. Em ambas as situações, só há uma forma de se atingir a perspectiva futura de uma cidade real inteligente, realizada de maneira econômica e sustentável, que é fazê-la por meio do “Ciclo de vida dos ativos urbanos”.



Parece óbvio que, ao se tratar de ativos urbanos, os investimentos em instalações de água, energia elétrica, esgotos, sistema viário e iluminação sejam feitos para atender a necessidades de regiões, bairros e bairros. Tais necessidades serão satisfeitas quando os ativos necessários forem colocados em operação e assim mantidos por um longo período, às vezes indefinidamente.

Mas, para que algo opere de maneira satisfatória, seja um sistema de água ou de trânsito, é necessário que várias fases de atividades precedam o usufruto dos resultados: planejamento, projeto básico, projeto executivo e construção. Só assim os ativos estarão prontos para oferecer o serviço para o qual foram materializados. Por último, há o destino final, ou seja, a forma como será tratado o ativo quando já não mais tenha condições de operar (CPFL, 2013). Raramente esse ciclo é executado com tal percepção.

Mesmo sendo difícil a prática consciente do “Ciclo de vida dos ativos urbanos”, como descrito na **figura 1**, pensar em uma cidade inteligente exige ainda mais do que o descrito até agora. Cada uma das fases do ciclo de vida de cada ativo precisa ser realizada levando em consideração as fases dos ciclos de todos os outros ativos que estejam relacionados a ela. Isso significa, por exemplo, planejar a expansão da energia elétrica considerando as ocorrências com a água potável, a água pluvial, os esgotos, a iluminação, o trânsito etc.

A isso se dá o nome de “Ciclo de vida inteligente dos ativos urbanos”. Dentro dessa forma inteligente de se ver uma cidade, a fase mais complexa de ser executada é a operação inteligente. Isso vai além de fazer funcionar sistemas independentes, como a água, o trânsito e a energia elétrica, porque considera o funcionamento interdependente de todos os sistemas que concorrem para a fisiologia da cidade.

A gestão integrada da infraestrutura urbana

Observando somente a operação em tempo real, operar inteligentemente uma cidade requer que as relações entre os vários sistemas intermediários sejam consideradas nas suas múltiplas interações. De maneira simplificada, é possível relacionar alguns dos processos que compõem a vida de uma cidade, conforme **figura 2**.

Operar cada um desses processos segundo critérios para oferecer a quantidade solicitada, a qualidade exigida, a regularidade esperada, a confiabilidade necessária e ao menor custo já é uma missão complexa. Mas, na realidade, além da operação de cada processo em si, há a necessidade de considerar a operação sistêmica, ou seja, o impacto que uma dificuldade no processo pode causar na operação dos demais processos com os quais interage. Isso é o que é mostrado na **figura 3**.

A matriz de impacto operacional relaciona uma ocorrência em um processo urbano com os impactos nos demais processos. Por exemplo, a ocorrência de uma falha de energia elétrica para

Figura 2:
Processos de
uma cidade

Alguns dos processos de uma cidade	
Água potável	Suprimento, reserva
Água pluvial	Bocas de lobo e geleiras
Esgoto	Doméstico, químico, hospitalar
Resíduos	Lixo comum, químicos
Energia elétrica	Alta tensão, tensões de uso final
Iluminação	Pública, interna e edifícios
Gás	Gás natural, gás liquefeito de petróleo
Estacionamento	Público, reservado
Trânsito	Interno, do entorno
Segurança	Pública, patrimonial, acesso
Fauna	Cães, gatos, aves
Flora	Árvores, plantas
Telecomunicações	Telefone, wi-fi, IPTV
Qualidade do ar	Gases, particulados
Meteorologia	Registro de ocorrências, previsão
Descargas atmosféricas	Registro

trânsito. Na maioria das cidades que dispõem de sistemas de controle de trânsito por meio de semáforos, ao se ter uma interrupção de fornecimento de energia elétrica, há uma interrupção da operação dos semáforos. Isso causa um problema adicional: se a falta de energia elétrica se der à noite, há redução da fluidez da mobilidade nas ruas e uma possível redução da visibilidade. Tal fato mostra a interdependência orgânica dos processos urbanos, exigindo uma operação interdependente e coordenada. Para que isso ocorra, é necessária uma atuação hierarquicamente superior à da operação de cada processo urbano – é necessária uma operação de coordenação de operações.

Matriz de impacto operacional	PARA													
	DE	Água potável	Água pluvial	Esgoto	Resíduos	Energia elétrica	Iluminação	Gás	Estacionamento	Trânsito	Segurança	Fauna	Flora	Telecomunicações
Água potável				X										
Água pluvial				X	X	X			X	X	X			
Esgoto			X		X									
Resíduos			X	X							X			
Energia elétrica		X	X	X			X		X	X	X			X
Iluminação									X	X	X			
Gás					X	X								
Estacionamento										X	X			
Trânsito									X		X			
Segurança		X				X	X	X	X	X				
Fauna		X	X	X	X	X					X			
Flora		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Telecomunicações						X	X	X		X	X			
Qualidade do ar						X	X			X	X	X	X	X
Meteorologia		X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X
Descargas atmosféricas						X	X				X	X	X	X

Figura 3:
Matriz de impacto operacional

Uma visão sistêmica do controle

Parece razoável que uma cidade composta por processos urbanos que interagem deva ter um controle igualmente interativo e coordenado. No entanto, para que se compreenda a complexidade desse controle, vale a pena analisar a fisiologia do controle em si e seu encadeamento. Observado de maneira sistêmica, exercer controle sobre algo pressupõe a interação de algumas atividades, bem como um processo de tomada de decisão, baseado em referências, objetivos e informações (CASTRUCCI et al., 2011).

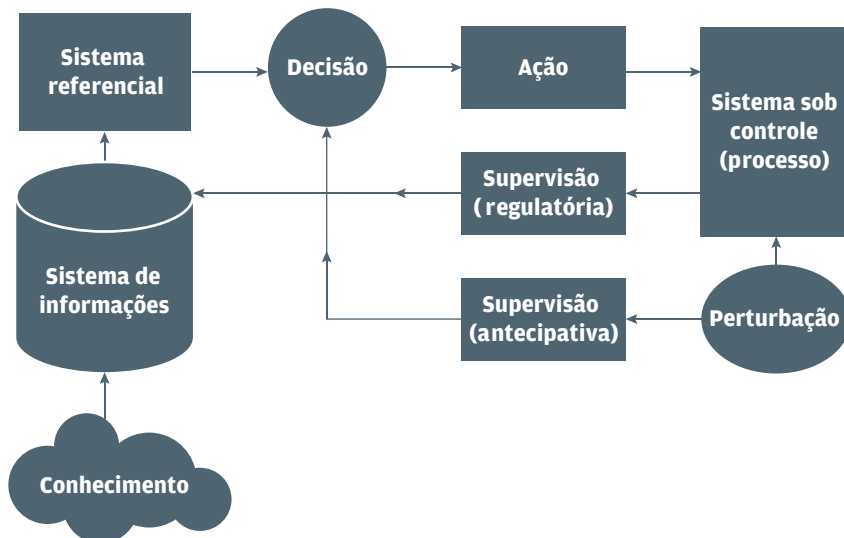
Um modelo de representação de um ciclo de controle é o que pode ser visto na **figura 4**. Nele, o sistema sob controle é o que deve

ser mantido em operação, segundo o estabelecido por um sistema referencial, no qual são ditadas as características que o sistema sob controle deve apresentar e manter, a respeito de eventuais perturbações que possam influir em sua condição operacional.

Para não se desacoplar da realidade da operação de uma cidade, pode-se imaginar que cada um dos processos urbanos seja um sistema sob controle, que deve ser mantido sob condições controladas. O modelo aqui discutido foca o controle de um processo individualizado. Posteriormente, será vista a relação entre vários processos.

Supondo que o sistema sob controle esteja operando em condições normais, a ocorrência de uma perturbação pode tirá-lo dessa normalidade. Por exemplo, se o sistema sob controle for o sistema de distribuição de energia elétrica de uma cidade, a ocorrência de uma descarga atmosférica num certo momento é uma perturbação, e pode causar o desligamento de um ou mais circuitos elétricos. Dentro de um ciclo de controle, ao ser atingido pela descarga, o circuito elétrico se desliga e, por meio de uma supervisão regulatória composta de sensores e meios de comunicação, normalmente chamada de instrumentação, uma informação é enviada imediatamente para o centro de decisão.

Figura 4:
Ciclo de controle



No centro de decisão, ao ser recebida uma informação de alteração da normalidade operacional do sistema sob controle, consulta-se o sistema referencial, no qual as desejadas condições de normalidade estão especificadas. Por comparação, entre a situação referencial e a que foi recebida da supervisão, uma decisão de recuperação do sistema sob controle é tomada.

Essa decisão, de caráter corretivo, deverá neutralizar o efeito da perturbação sobre o sistema, através de uma ação de controle, restaurando a condição de normalidade. Voltando ao sistema de distribuição de energia elétrica, o centro de decisão pode ser o centro de controle da distribuição. A receber as informações da ocorrência de uma descarga elétrica em um de seus circuitos e dos desligamentos decorrentes, toma-se a condição de normalidade estabelecida como referencial e dispara ações corretivas para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica à área afetada. Ou seja, o centro de controle, que é o tomador de decisão, compara os dados da ocorrência com as referências que lhe são oferecidas para que assim possa comandar uma ação recuperadora. Essa ação pode ser o envio de uma equipe de manutenção para efetuar um reparo necessário ou a emissão de um telecomando.

No modelo da **figura 4**, por sua vez, o sistema referencial é formado pelo resultado da análise histórica de dados armazenados em um sistema de informações, além de conhecimento disponível sobre o assunto. O sistema referencial sofre também influência de outras variáveis técnicas ou de gestão, que influenciarão a decisão, conforme consta do modelo. Em resumo, dispondo-se de um sistema referencial e de dados da supervisão regulatória é possível que uma decisão seja tomada, originando assim uma ação corretiva.

Com isso, sendo executado em tempo real, ou seja, ininterruptamente, pode-se dizer que o sistema sob controle esteja permanentemente sob controle.

Até aqui, pode-se dizer que, desde que um processo urbano esteja funcionando bem, se algo inoportuno ocorrer, desde que informado a um tomador de decisão que conheça as condições de bom funcionamento, ele decidirá por uma ação corretiva, neutralizando

o efeito inoportuno comunicado e restabelecendo a normalidade operacional do processo urbano.

No entanto, se o desejo é ter o sistema de distribuição de energia elétrica sob controle e com a menor interrupção possível, em caso de desligamento, algumas outras medidas podem ser tomadas. No caso do exemplo aqui citado, a monitoração de proximidade de tempestades é muito importante. Esse monitoramento é feito através de sensores e instrumentação meteorológica que transmitem dados ao centro de decisão e pode antecipar a informação de potenciais ocorrências de desligamento de circuitos elétricos na região que será afetada pela tempestade. Esse tipo de supervisão é chamado de “antecipativa”, por meio da qual é possível tomar decisões antecipadamente, como o envio com antecedência de equipes de manutenção para o local onde possivelmente haverá problemas de descargas elétricas, de tal forma que, ocorrendo um desligamento, as ações de recuperação possam ser executadas mais rapidamente. No modelo, enquanto a supervisão regulatória observa o sistema sob controle, a supervisão antecipativa observa a perturbação.

Com isso, podem-se resumir as ações de controle como:

- Focar o objeto que estará sob controle;
- Mapear as possíveis perturbações que possam tirar esse objeto de suas condições normais de operação;
- Definir as ações que deverão estar à disposição para serem usadas, em caso de prevenções e correções a serem feitas;
- Definir a instrumentação necessária para monitorar o objeto sob controle;
- Definir a instrumentação necessária para monitorar as possíveis perturbações que poderão interferir na normalidade operacional do objeto sob controle;
- Dispor de um sistema de comunicações de dados para a transmissão dos dados de monitoração, bem como dos dados de telecomando, desde o objeto até o local de tomada de decisão;

- Dispor de conhecimento sobre o controle de situações semelhantes que possam oferecer elementos para a constituição de um referencial;
- Dispor de um sistema de informações operacionais históricas do objeto sob controle, que armazene os dados de situações ocorridas para o aperfeiçoamento do processo decisório;
- Estabelecer um sistema referencial, em função do qual o processo de decisão operará;
- Estabelecer um processo decisório que, diante de dados de monitoração, realize a comparação com as referências disponíveis, concluindo pela tomada de uma ação apropriada.

A apresentação desse modelo de controle, também conhecido como controle de malha fechada, tem a finalidade de expor as partes componentes de um Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados, isto é, um sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). Ele é aplicável a cada um dos processos urbanos que, dotados de inteligência, comporão os ativos urbanos de uma cidade inteligente, a Cidade do Futuro.

Até aqui nota-se que, sob o ponto de vista de controle de processos, dois blocos podem ser considerados: o da instrumentação, composto pelos sensores da supervisão regulatória e antecipativa, pelos atuadores, que são os executores das ações corretivas e preventivas, bem como pelos meios de comunicação; o do controle, composto por sistema de informação, sistema referencial e tomador de decisão.

No entanto, como visto na **figura 3**, o controle sistêmico, que envolve vários processos, exige uma coordenação entre controles que atenda aos desejos maiores da corporação. No caso das cidades, são os desejos da sociedade, aqui tratados como desejos corporativos.

O modelo referencial de controle de quatro camadas

Considerando-se a infraestrutura urbana, um modelo que pode ser adotado para nortear a operação e controle dos vários proces-

os componentes é o modelo de quatro camadas, ou quatro níveis, derivado da simplificação do modelo de sete camadas da OSI/ISO (*Open Systems Interconnection / International Organization for Standardization*), uma das primeiras organizações a definir formalmente uma arquitetura padrão, com objetivo de facilitar o processo de interconectividade (OSI, 2013). Este modelo de referência busca estabelecer as funções de cada uma das quatro camadas que atuam sobre processos que se deseja controlar simultaneamente, conforme a **figura 5**.

Considerando por processo cada um dos sistemas urbanos que devam ser controlados, têm-se sobre ele as quatro camadas, os níveis, que são:

- **Instrumentação:** Realiza a transdução, convertendo os estados das variáveis do processo em dados digitais para que possam ser processados no âmbito do controle; é materializado pelos instrumentos de processo. Em alguns sistemas a própria instrumentação realiza algumas funções de controle, dada a sua capacidade de processamento dos instrumentos;
- **Controle:** Gerencia os equipamentos do nível de instrumentação e da rede de comunicação de campo, que interconecta os instrumentos de medição e transdução. Neste nível, são executadas as funções de interface humano-máquina, com uma visão geral e completa do processo para o seu gerenciamento, gerando os pontos referenciais de operação e as funções de gerenciamento do processo;
- **Coordenação:** Nesse nível, é realizada a integração das informações oriundas de cada um dos controles de processos que intervém na área urbana sob gestão, com o objetivo de provocar a atuação sinérgica entre eles, sem atuar diretamente sobre os processos.
- **Corporativo:** Nesse nível residem os dados corporativos que são consultados e atualizados pelos vários sistemas de informação e de automação da corporação e o gerenciamento da rede corporativa, atendendo aos distintos usuários finais.

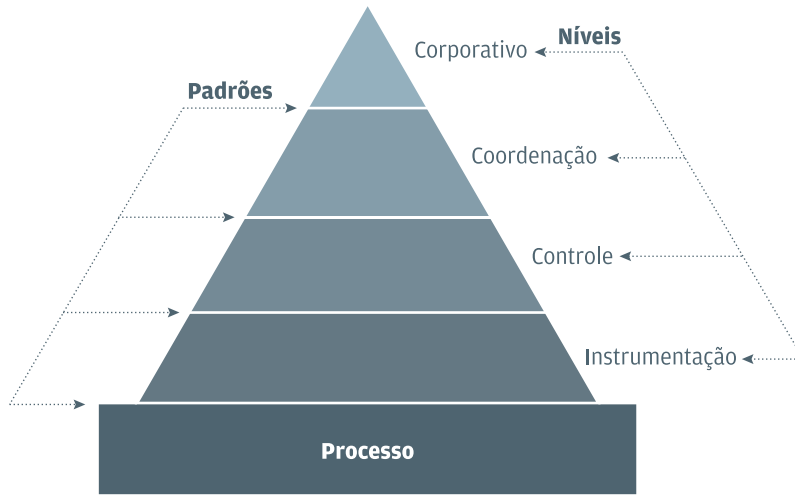


Figura 5:
Modelo de
quatro camadas
de supervisão
e controle

Entre cada nível descrito há o estabelecimento de padrões de comunicação, por meio dos quais é possível agregar funções de um mesmo nível. Tecnicamente, aqui reside um grande esforço de todos que atuam em sistemas de gestão urbana, pois a definição de protocolos entre cada nível influencia significativamente o projeto de equipamentos, hardware e software que são transformados em produtos de mercado.

Sistema Integrado de Gestão da Infraestrutura Urbana (Siginurb)

O Siginurb é o resultado da combinação do modelo de controle com o modelo referencial de quatro camadas, aplicado aos processos urbanos, como pode ser visto na **figura 6**.

Assim, cada processo urbano, para ser controlado, dispõe de uma camada de instrumentação e de controle, respectivamente, sendo operado dentro dos padrões e referências individuais.

Acima do controle de cada processo, localiza-se a camada de coordenação, responsável pelas ações correspondentes à otimização decorrente do impacto operacional múltiplo, com vistas a entregar o melhor resultado ao cliente, que é a população servida

pelos processos urbanos sob controle. Combinando-se as funções organizadas como disposto na **figura 7** com as da **figura 4**, tem-se o sistema representado na **figura 8**, no qual os vários ciclos de controle de processos são coordenados e mantidos de maneira otimizada, sob a visão das especificações corporativas.

Desse modo, nota-se que o nível da coordenação exerce um controle de amplitude maior, tomando por referência as metas corporativas e atuando sobre as referências das metas de cada processo separadamente, mas de maneira coordenada, levando em conta a interdependência de cada processo com os demais processos. Aqui se concentra a parte mais importante da gestão integrada.

Como observado na **figura 8**, as informações oriundas de cada processo se concentram individualmente num sistema de informação próprio do respectivo processo. No entanto, esses mesmos dados alimentam um sistema de informações de nível hierárquico superior, o Sistema de Informações da Coordenação. Este por sua vez subsidia o nível corporativo para que sejam tomadas decisões que especificarão os requisitos do sistema referencial da coordenação. Este, por sua vez, através do processo decisório do nível da coordenação (D) ajustará os requisitos dos sistemas referenciais de cada um dos processos sob controle. Nota-se, assim, a importância do processo decisório da coordenação, que apoiado na matriz de impacto operacional sintoniza os sistemas referenciais do controle dos vários processos.

Um laboratório de aplicação real do Siginurb

Para materializar esse modelo de gestão urbana, desde 2010 vem sendo desenvolvida na Cidade Universitária Armando de Salles Oliveira (Cuaso), na Universidade de São Paulo, a implantação do Siginurb, junto com a modernização de ativos e de incremento dos processos urbanos lá existentes.

Localizada dentro da cidade de São Paulo, a Cuaso (**figura 9**) tem a superfície de 470 hectares, 60 quilômetros de ruas e avenidas,

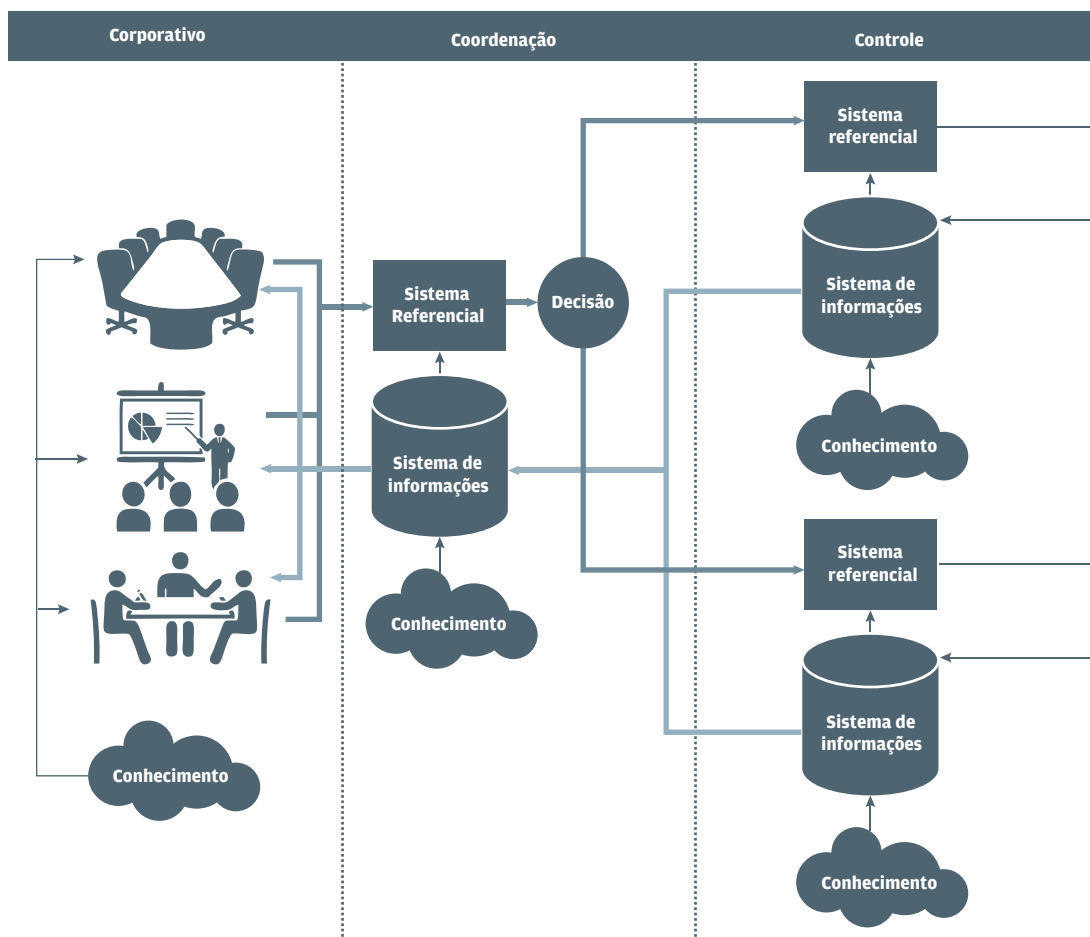


Figura 6:
Siginurb

Corporativo	Coordenação	Controle	Instrumentação	Água potável
		Controle	Instrumentação	Água pluvial
		Controle	Instrumentação	Esgoto
		Controle	Instrumentação	Resíduos
		Controle	Instrumentação	Energia elétrica
		Controle	Instrumentação	Iluminação pública
		Controle	Instrumentação	Gás
		Controle	Instrumentação	Estacionamento
		Controle	Instrumentação	Trânsito
		Controle	Instrumentação	Segurança
		Controle	Instrumentação	Fauna
		Controle	Instrumentação	Flora
		Controle	Instrumentação	Telecomunicações
		Controle	Instrumentação	Qualidade do ar
		Controle	Instrumentação	Meteorologia
		Controle	Instrumentação	Descargas atmosféricas
		Controle	Instrumentação	Outros

Figura 7:
Coordenação
de processos
controlados

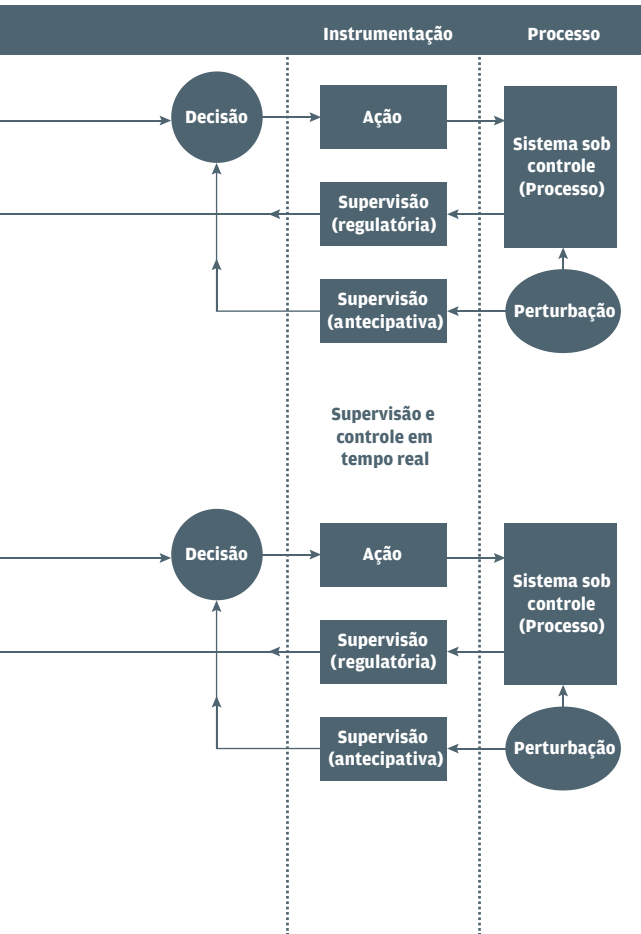
Figura 8:
Coordenação dos
processos urbanos



120 quilômetros de calçadas, é servida por 12 linhas de ônibus urbanos e recebe cerca de 40 mil veículos diários, bem como um volume de 80 mil pessoas, contando com seus 2 mil habitantes fixos que se utilizam dos alojamentos universitários.

A implantação do Siginurb na Cuaso segue o que foi proposto num plano de pesquisa apresentado pelo professor José Sidnei Colombo Martini à USP em 2010, considerando:

- Aproveitar os atuais processos urbanos, melhorando e complementando;
- Aproveitar a instrumentação instalada, melhorando e complementando;



- Aproveitar os controles instalados, melhorando e complementando;
- Criar a atividade de coordenação dos processos urbanos;
- Criar os meios e procedimentos de gestão integrada corporativa.

Os desafios a serem enfrentados nessa implantação, em cada nível são:

- **Corporativo:** Definir e desenvolver os indicadores e interfaces para atender aos clientes da gestão integrada corporativa;
- **Coordenação:** Estabelecer as relações entre os controles dos processos, identificando

suas interferências e formas de atuação coerentes;

- **Controle:** Desenvolver e implantar as funções de controle em cada processo, convergindo num respectivo centro de controle.
- **Instrumentação:** Definir e implantar a instrumentação e telecomunicação pertinente ao sistema de gestão da infraestrutura da Cuaso.

Considerando que não se está realizando a construção dos processos urbanos, como se fosse o caso de construir uma cidade nova, mas sim partindo de legados existentes em cada processo, buscando melhorá-los respectivamente e coordená-los, há um conjunto de requisitos a serem respeitados:

- O controle de cada processo é feito pela atual área administrativa competente;
- Cada processo tem sua própria autonomia e responsabilidade operacional;
- O Siginurb não interfere na hierarquia administrativa da gestão dos processos;
- O Siginurb não subordina unidades;
- O Siginurb é um sistema de informações em tempo real (operação contínua);
- O Siginurb tem um Centro de Coordenação Operacional próprio (CCO);
- O Siginurb, se solicitado, poderá realizar o controle de processos específicos;
- O Siginurb viabilizará a gestão integrada corporativa dos processos.

Dentro da implantação do Siginurb, vários processos já se encontram com seus controles estabelecidos e operantes, entre eles o de energia elétrica, água potável, descargas atmosféricas e iluminação.

Mesmo sendo o resultado de um programa de pesquisa aplicada, o Siginurb deve se constituir num patrimônio da Cuaso, passando a ser uma ferramenta intrínseca de operação de seu dia a dia. Desta forma:

- O Siginurb é suportado pela Prefeitura do *campus* da USP da capital e mantido por recursos específicos;
- A coordenação acadêmica do Siginurb é realizada pelo Departamento de Engenharia de Computação e Sistemas Digitais da Escola Politécnica da USP com suporte da Prefeitura do *campus* USP da capital;
- Há disciplinas de pós-graduação sendo ministradas no PCS, nas quais o Siginurb está sendo estudado e desenvolvido como um sistema computacional de supervisão e controle distribuído;

- Os avanços do Siginurb serão reportados ao conselho gestor do campus USP da capital, através da prefeitura do *campus* e à comunidade interessada;
- Os resultados da implantação do Siginurb serão institucionalizados na prefeitura do *campus* e poderão ser replicados em outros *campi* da USP;
- A integração de controle de processos existentes, no nível da coordenação, é uma réplica do que ocorre e ocorrerá com a grande maioria das cidades brasileiras;
- Os experimentos a serem realizados não se restringem à aplicação de sistemas eletrônicos e computacionais, mas abrem caminho para o estudo comportamental dos usuários, numa réplica do que se passará em cada cidade que se automatize;
- Os resultados obtidos com o desenvolvimento do Siginurb serão referenciais para aplicações em grande número de cidades, bem como permitirá capacitar pessoas nessa nova forma de gestão de cidades.

Dos vários processos urbanos em implantação na Cuaso, dentro do Siginurb, a iluminação pública ocupa posição de destaque pela substituição do sistema de iluminação pública convencional por outro, com luminárias LED e sistema de gestão que utiliza o conceito de internet das coisas. Nesse sistema, graças à possibilidade de “dimerização” das luminárias, ou seja, variação contínua do nível de iluminação em cada luminária criou-se o conceito de “despacho de luz”. Esse conceito até então era próprio da operação de energia elétrica, água potável, transporte. Para a prática dessa nova concepção de despacho de luz, encontram-se em desenvolvimento técnicas e critérios inéditos, abrindo-se uma importante área de pesquisa.

Uma visão evolutiva de SIGINURBs com ênfase na energia elétrica

A aplicação do Siginurb em cidades existentes possivelmente terá início através da implantação de um centro de controle

para um primeiro processo urbano. O candidato natural é o Centro de Controle da Energia Elétrica. Isso se justifica pelo nível de supervisão e controle de que as concessionárias de distribuição de energia elétrica dispõem. Com os sistemas supervisórios existentes, não é difícil, se for oportuno, que em cada município se instale um centro de controle, tendo como primeiro processo sob supervisão o da distribuição elétrica da cidade, mesmo que esse sistema seja derivado do sistema de supervisão regional da concessionária, já existente, mas com foco no respectivo município.

Isso é possível porque a instrumentação e o controle do sistema elétrico já existem, e a segregação de dados para implantar um centro de controle municipal não é custosa. Caso o município já disponha de algum processo urbano com centro de controle, poderá ser realizada uma convergência entre o que exista e o que a concessionária de distribuição de energia elétrica possa agregar. Na verdade, a grande maioria dos municípios não tem ainda um centro de controle de operação urbana. Com a implantação deste nas cidades, será possível agregar, com o tempo, controles de processos que venham a ser automatizados. Com a implantação de mais de um processo, já será possível estabelecer o nível da coordenação e, com ele, a otimização da gestão operacional dos processos.

A gestão da infraestrutura urbana e a importância da energia elétrica

O desejo de modernização tecnológica nos meios e nos próprios processos de infraestrutura urbana é incontestável. Energia com maior confiabilidade, água com melhor qualidade, trânsito com maior fluidez e iluminação mais eficiente são desejos manifestos por todas as camadas sociais em todas as cidades. No entanto, para que isso ocorra, é preciso conhecer a maneira de como produzir esse estado de conforto e de desejo.

Ao faltar energia elétrica, imediatamente o abastecimento de água fica comprometido, se depender de bombeamento; o trânsito

perde fluidez, se a cidade dispuser de semáforos, e a iluminação desaparece nos períodos noturnos. Dada sua flexibilidade e participação na vida de praticamente todos os processos urbanos, a energia elétrica vai, cada dia mais, se tornando imprescindível à qualidade de vida nas cidades, e até mesmo nas regiões rurais. Pouco a pouco essas regiões também vão se interligando ao sistema arterial de energia elétrica, cuja cobertura já ultrapassa as fronteiras do país.

Desenvolvida inicialmente para participar da solução dos problemas de transporte e de iluminação, força e luz, com o desenvolvimento da eletrônica, a energia elétrica ganhou territórios estratégicos como os das comunicações e da computação.

Essa fantástica mutação social, que ocorre a cada dia com a chegada de novos objetos que facilitam a vida das pessoas, não se materializa somente no uso de *smartphones* e *tablets*. Ela provoca profundas modificações nos hábitos e na própria cultura das pessoas. Ao se comparar o que é capaz de fazer uma pessoa hoje com o que ela podia fazer há duas décadas, nota-se um enorme acréscimo de habilidades para manusear objetos inteligentes, bem como uma enorme dependência do uso dos mesmos. Para perceber a importância de um celular, basta pensar em sair de casa hoje ou fazer uma viagem sem cogitar levá-lo.

Isso tudo dá à energia elétrica uma posição estratégica que vai muito além da energia que transmite em si. Confere a ela um papel indutor de hábitos e de soluções para satisfazer aos anseios da sociedade. Uma cidade inteligente só vive e se mantém com uma população igualmente inteligente.

A inteligência, por sua vez, cobra um preço que vem sendo pago silenciosamente pela humanidade: a obediência a princípios e regras. Assim como a natureza cobra o respeito à força da gravidade, a inteligência exige que procedimentos sejam respeitados, que precauções sejam tomadas, que as pessoas sejam condicionadas a conviver com regras. Caso esse respeito não ocorra, tanto a natureza como a inteligência imporão as consequências.

O conceito de inteligência vem se desenvolvendo nas sociedades como sendo a aplicação da tecnologia da informação e telecomunicações sobre os demais processos. A *smart grid*, que capitaneia boa parte da percepção de inteligência nos processos urbanos, nasceu da constatação de que, com a aplicação de um maior número de automatismos nas redes elétricas, elas poderiam apresentar um desempenho mais “inteligente”. Talvez estejamos, pendularmente, comprovando a similaridade do funcionamento dos sistemas sociais com os sistemas fisiológicos dos organismos vivos. Há poucas décadas, circuitos eletrônicos mais elaborados eram chamados de “cérebro eletrônico”. Hoje, redes com funcionamento mais elaborado são chamadas de *smart grids*. No fundo, o desenvolvimento das áreas de tecnologia da informação e comunicações, aplicadas a processos que deles possa se beneficiar, resulta na percepção de um maior nível de “inteligência”.

Ao focar a vida das cidades que vão se tornando “inteligentes”, é oportuno explorar caminhos que levam a realidade atual àquela vislumbrada pelos ficcionistas, que encantam com suas visões de futuro. Um desses caminhos mostra que a energia elétrica e suas formas de gestão podem catalisar o processo de automatização e de coordenação dos controles dos processos integrantes do organismo vivo que é uma cidade. Para isso, é igualmente oportuno pensar como será a vida e a gestão da própria energia elétrica ao longo dos próximos tempos.

A distribuição de energia elétrica e o convívio com a geração distribuída

Essa característica apoia-se na redução relativa do número de grandes fontes hidráulicas geradoras e da necessidade de adoção de uma política de uso de fontes diversificadas de energia. Nos moldes atuais, toda energia que venha a ser gerada e injetada pelo consumidor diretamente no Sistema de Distribuição de energia elétrica imporá uma atitude inteligente de receber essa energia sem perder o controle e a estabilidade do suprimento elétrico. Para isso, os conceitos vigentes até hoje deverão ser

revistos, pois as redes atuais foram projetadas para um fluxo elétrico unidirecional e a geração distribuída imporá a reversão de fluxos de maneira ocasional, e mesmo sistemática. O conceito de rede distribuidora conviverá com novos conceitos, como o de redes coletoras de energia gerada de maneira distribuída.

Fazendo uma analogia com os sistemas do corpo humano, talvez venhamos a conviver com redes arteriais e redes venosas, para a circulação do sangue elétrico. No entanto, sempre será preciso conviver com certa bidirecionalidade dos fluxos elétricos, o que imporá a operação bidirecional de subestações, transformadores, cabos, sistemas de proteção, medidores, reatores etc. Esse novo convívio se dará, inclusive, nas conexões entre a distribuição e transmissão de energia elétrica. Ou seja, novos modelos terão que ser estudados e implantados para acolher essa nova realidade.

Poderá haver espaço para a terceirização da geração distribuída de energia elétrica, pois, assim como hoje já há geradores de energia elétrica que produzem para atender a festas e eventos, esses mesmos geradores poderão atuar no suprimento a necessidades da rede, ou mesmo no interesse de usuários, que poderão exportar a energia gerada para a rede elétrica.

O “desaparecimento da carga” com a microgeração distribuída

Cada vez que uma residência ou uma indústria gera energia elétrica a partir de fontes públicas – como o vento, a luz solar –, ou fontes próprias – como resíduos de processos internos –, do ponto de vista da concessionária de energia elétrica, tudo se passa como se a “carga” imposta pelo usuário à rede elétrica estivesse se reduzindo. Isso porque parte da efetiva carga passa a ser atendida pela geração do próprio usuário. Dessa forma, quando o usuário estiver num estado de autossuficiência, haverá momentos em que a “carga” vista pela concessionária de distribuição será nula. Em outros momentos, quando a geração interna do usuário for abundante e suficiente para disponibilizar energia até para a rede da concessionária, a “carga” então será vista como negativa. Essa situação já

impõe uma reflexão profunda, pois, além das questões elétricas, há a questão tributária. É da venda de energia aos usuários que uma parcela elevada de tributos é obtida pelos tesouros estatais. Isso mostra que um novo modelo de negócio deve ser desenvolvido e capturado pela regulação que hoje contempla a compra de grandes pacotes de energia pelas distribuidoras, e que terá que incorporar a microcompra de energia de um número de fornecedores, em princípio, igual ao número de usuários que disponha.

A reserva elétrica local

Com o aparecimento dessa nova forma de disponibilidade de energia elétrica, a da microgeração distribuída, aparecerá a conveniência de armazenamento local de energia, para reservar ao consumo em outro momento e para ter produto a oferecer em momentos de maior atratividade de mercado de energia elétrica. Isso significa que, assim como hoje existe a reserva local de água potável nas dependências dos usuários, haverá também a reserva domiciliar de energia elétrica, em bancos de baterias, o que demandará investimentos em retificadores e inversores de energia elétrica. Passando a etapa tecnológica, não haverá dificuldades, restando apenas questões tributárias, ambientais e de viabilidade econômico-financeira, que decorrerão da atratividade que o mercado ofereça para inibir ou estimular essa reserva. Tal reserva pode inclusive melhorar o desempenho do sistema de distribuição, uma vez que poderá ser utilizada como redutor de picos de demanda, estimulada por tarifas diferenciadas.

O carro elétrico e o consumidor elétrico móvel

O transporte público ou privado movido por energia elétrica já começa a despontar e gradualmente se imporá, pelas vantagens ambientais, operacionais e econômicas que apresenta. A energia elétrica necessária para alimentar essa nova frota será consumida da rede elétrica existente, cujo impacto, ainda que já estimado,

somente será observado à medida que a frota se estabelecer. As baterias dos veículos elétricos em muito se assemelharão às das reservas domiciliares e, junto com aquelas, poderão se constituir num importante recurso operacional de disponibilidade de energia para as concessionárias, em casos de gerenciamento da ponta de consumo elétrico nas redes. Entretanto, benefícios como esse conviverão com os casos de grandes aglomerações de veículos que demandarão carga simultaneamente, em regiões concentradas, como é o caso de grandes eventos e festividades.

A medição do consumo e as formas de cobrança por serviços prestados

A evolução tecnológica impacta também a medição das transações de energia elétrica. A medição em si, que passará a ser bidirecional, dará cada vez mais importância aos componentes reativos do consumo, bem como terão de conviver com uma variedade de tarifas que demandará um desempenho mais elaborado. Adicionalmente, a medição também se transformará numa rede em tempo real que, além de simplesmente medir, permitirá atuar em dispositivos além do medidor. Esse tipo de rede exigirá um investimento para a implantação, o que ocorrerá, na maioria das vezes, pelas próprias empresas relacionadas à energia elétrica. Feito o investimento inicial, essa mesma rede de medição será tomada como esteio para a implantação de outras redes, como a da medição de água e do gás. Com isso, é possível que se desenvolva um novo negócio: o da medição de insumos. Com empresas especializadas em medição e transmissão de dados de medição, em tempo real, bem como de entrega de resultados aos respectivos contratantes, se abrirá um novo mercado de prestação de serviços.

Novos “produtos” de energia elétrica

Distintamente do segmento de telecomunicações, a energia elétrica tem sido modesta na criação de produtos voltados ao

relacionamento com o cliente. As tarifas coloridas estão longe de serem comparadas com a variedade de ofertas dos meios de comunicação. Gradualmente, novos “produtos” do mercado de energia elétrica aparecerão e demandarão aperfeiçoamentos nos meios de controle e contabilização. Um caso que em pouco tempo pode ocupar essa posição é o produto “Energia elétrica vinculada à geração alternativa sustentável, para aplicação em iluminação pública eficiente”. Esse tipo de energia poderá ser importante para estimular a produção e a comercialização de energia elétrica proveniente de fontes ainda não competitivas em preço, mas que com o aumento da demanda poderá ter seus preços reduzidos.

Essa energia, se vinculada ao uso de iluminação pública a LED, por exemplo, poderá ser viabilizada, estimulando também a renovação da iluminação pública, que passou a ser responsabilidade dos municípios. Esse novo produto abrirá oportunidade para que governos locais e estaduais possam atuar no componente tributário, de maneira a estimular o uso de insumos energéticos disponíveis em suas regiões (bagaço de cana, restos de vegetação, pequenas centrais hidrelétricas, geração fotovoltaica, eólica etc.). Com esses outros “produtos”, apoiados no mesmo fenômeno físico elétrico, será possível ampliar a gama de aplicações, desenvolvendo efetivamente um mercado elétrico competitivo.

O novo negócio de corretagem de energia e “gestão de utilidades”

Se, por um lado, a vida do cidadão vai se tornando repleta de opções de escolha de solução para cada tipo de necessidade, por outro lado, vai se formando um pacote de problemas para administrar cada uma dessas situações. Optar pela melhor empresa de telefonia móvel, quando outra empresa apresenta melhores situações de uso, e uma terceira empresa apresenta melhores tarifas para conversas em certos períodos, e quando cada empresa altera seus planos de ofertas a cada semana, já não é uma tarefa trivial. Ocorre que esse tipo de situação acontecerá a praticamente todos os

insumos e serviços com os quais um cidadão possa se relacionar. A complexidade será de tal forma apresentada que deverá aparecer um novo tipo de prestação de serviços, o de administração da carteira de “utilidades”, modelo que já existe no mercado de ações. Esse modelo poderá ser ainda mais elaborado, pois poderá abranger os vários serviços que atendem aos consumidores: água, energia elétrica, gás, telefonia, dados, financiamentos etc. Nesse serviço, especialistas cuidarão para que a pessoa aproveite, não sem riscos, as melhores ofertas do mercado. Com o aumento de produtos de energia elétrica, esse fenômeno passará a ser sentido, passando a viabilizar um novo tipo de negócios.

Extensão de serviços ao cliente na área de energia elétrica

Cada vez mais a percepção de qualidade de vida se foca no serviço que atende às necessidades das pessoas. Assim, haverá uma modificação na caracterização da prestação de serviços. Hoje, uma família compra energia elétrica, água potável, gás encanado. Logo mais, ela desejará comprar banho, frio, calor, água gelada etc.

Essa modificação fará com que a prestação de serviços ultrapasse os confortáveis limites existentes entre concessionária e usuário. Porém, antes que essa situação se estabeleça, haverá a necessidade de maior proximidade no atendimento das demandas dos consumidores. No caso da energia elétrica, a simples troca de uma lâmpada pode significar uma dificuldade para uma pessoa idosa ou deficiente, dificuldade essa que poderá ser atendida pela concessionária de energia elétrica. Serão novos tipos de relacionamento que por ora não são exigidos, mas que se transformarão em oportunidade de negócios. Afinal, empresas de seguros já estão se interessando por isso.

O convívio com os campos eletromagnéticos

O mesmo usuário que hoje é um simples consumidor de energia e que vai se condicionando para se tornar um consumidor inteligente,

estimulado aos assuntos do meio ambiente pelas campanhas promovidas pelas próprias concessionárias de energia elétrica, será cada vez mais crítico em relação aos impactos ambientais gerados pela energia elétrica. Inicialmente foram as inundações de regiões para construir os reservatórios hidráulicos que alimentam as usinas hidrelétricas; depois, os impactos causados à vegetação para a construção de linhas de transmissão. Em seguida, os impactos visuais causados por postes e cabos aéreos; mais tarde os resultados das radiações emanadas pela passagem de corrente elétrica em cabos. Essa reflexão dos impactos causados fará com que, além de estudos e experiências, sejam realizadas modificações de situações e hábitos atuais. O enterramento de ativos, a redução do nível das correntes elétricas, a valorização da mensuração da resultante de campos eletromagnéticos em ambientes são assuntos que frequentarão, com maior assiduidade, as reuniões de executivos da área elétrica.

O desaparecimento visual das redes elétricas

Iniciando pelos ativos da distribuição de energia elétrica, postes, cabos aéreos próprios da empresa distribuidora de energia elétrica ou de empresas de TV a cabo, transmissão de dados, telefonia etc., os objetos que impactam visualmente as áreas públicas (ruas, praças, avenidas) sofrerão pressão da sociedade para desaparecer. Isso irá impor mutações nos ativos de distribuição de energia elétrica, como o enterramento de redes, que, se por um lado serão problemas a serem resolvidos, por outro trarão a oportunidade de rever completamente a inteligência das redes. Isso determinará mudanças semelhantes às que foram feitas com a retirada dos bondes (veículos elétricos de transporte urbano que rodam sobre trilhos) das ruas das cidades. Primeiro a retirada dos trilhos e a substituição de bondes por trólebus, depois a retirada da rede aérea dos trólebus e a substituição por ônibus a combustível fóssil. Possivelmente a próxima substituição, futura, mas não muito distante será a dos

ônibus a combustível fóssil por ônibus a energia elétrica, com carga sem fio (*wi-fi bus*).

O desaparecimento de ativos da transmissão de energia elétrica dos espaços públicos fará com que sejam definidas as fontes de recursos para realizar o volume de obras e de modernizações. Isso trará à tona o dilema do desejável *versus* o necessário, bem como a discussão do valor da estética. Esse processo já está em andamento nos países líderes da economia mundial.

O valor das faixas de passagem hoje ocupadas pelas redes elétricas

Se, por um lado, as linhas de transmissão e de distribuição ocuparam faixas contínuas de terra cruzando as áreas rurais e urbanas, impondo restrições ao uso dessas terras, por outro lado, essas faixas são hoje as únicas disponíveis para a expansão dos corredores de transporte, principalmente do transporte urbano. Em breve, as necessidades sociais farão com que essas faixas de passagem, hoje de uso restrito às empresas concessionárias de energia elétrica, sejam abertas a outras aplicações. Essa será a oportunidade de realizar um efetivo planejamento de uso dos espaços preservados e que serão valorizados para solucionar muitas demandas sociais. Essa percepção é natural, pois, além da área preservada pelas atuais faixas, a continuidade linear destas dá a elas um valor social muito alto.

A iluminação a LED e os novos conceitos de iluminação

A primeira forma de iluminação pública foi a partir de tochas a combustível (lanternas). Uma importante evolução foi a alimentação dessas tochas com gás (lâmpioes a gás). Depois houve a substituição do gás pela energia elétrica (lâmpadas a filamento). Um novo avanço foi a substituição das lâmpadas a filamento por lâmpadas a vapor metálico. Finalmente, as lâmpadas a vapor metálico foram substituídas por placas de LED. Essa será

mais uma aplicação eletrônica que levará inteligência a um processo urbano importantíssimo: a iluminação.

As mudanças decorrentes serão de importância econômica, uma vez que para um mesmo resultado luminoso o LED consome cerca da metade da energia elétrica gasta por lâmpadas baseadas em vapor metálico.

As mudanças decorrentes serão também de importância estética, como foi a mudança da TV preto e branco para a TV em cores, pois com o LED é possível atuar com cores e intensidades de iluminação distintas a partir de um mesmo elemento iluminante (dimerização). Como a dimerização permite a redução da intensidade luminosa, com a redução do consumo de energia elétrica na excitação dos LED a economia de energia será maior ainda. Ou seja, para atender às necessidades de iluminação (no caso de redução da iluminação, noturna em locais sem movimento, é possível reduzir até 70% o consumo de energia. Mais ainda, como para a energização dos LED é necessário o uso de *drivers*, para condicionar a energia elétrica à sua forma de excitação dos LED, será possível a inclusão de dispositivos de controle e de comunicação, que permitem o trânsito de sinais de controle para impor o nível de irradiação luminosa desejado. Além disso, como a comunicação com uma luminária a LED pode ser feita sem fio (wi-fi), as luminárias podem ser tratadas como pontos de uma rede de comunicação de dados numa rede internet. Logo, cada luminária pode ter um endereço IP (*internet protocol*). Com isso, uma luminária passa a ser inteligente e controlável uma a uma. Passa a ser um elemento de uma rede de dados, numa arquitetura na qual o controle pode ser aplicado de maneira distribuída e concentrada, na qual centros de controle passam a ter uma importância vital. Com isso, abre-se um novo conceito para a luz: o despacho de luz. Esse novo conceito traz consigo técnicas de logística, que vinham sendo aplicadas na operação da energia elétrica, redes integradas de água, espaço aéreo, trens etc. e passam a ser aplicáveis à operação da iluminação pública. Passam a existir também os centros de despacho de iluminação pública, criando-se, assim, inteligência em mais um processo urbano.

É possível imaginar a mudança que está para acontecer com o uso dessa nova tecnologia. A partir do momento em que cada luminária pode ser tratada como um ponto luminoso controlável a partir de critérios de economia de energia e de desempenho logístico, o novo sistema de iluminação se aproximará muito dos sistemas de semáforos inteligentes. Esses têm nas suas extremidades elementos luminosos controlados, de cores distintas, e obedecem a uma lógica coerente com processos logísticos, que podem se valer de técnicas apuradas de solução de problemas, como as de inteligência artificial.

Se os LED já se apresentam como revolucionários na iluminação, outros tipos de elementos luminosos, ainda em desenvolvimento, abrem a perspectiva de maior economia nesse segmento.

Considerações finais

A vida das cidades é mantida pela operação de um grande número de processos urbanos que, a modelo dos processos fisiológicos do corpo humano, necessita de bom desempenho de cada processo em si e de uma sintonia sistêmica entre eles, para que atuem harmoniosamente e garantam a “saúde” do corpo da sociedade, que são as cidades.

No desenvolvimento urbano, em algumas regiões, ainda se buscam oferecer minimamente alguns insumos sociais, como é o caso de programas para levar energia elétrica para todos os cidadãos urbanos. Mas em outras regiões, onde a oferta básica desses insumos sociais já foi atendida, são exigidos por essa mesma sociedade um desempenho na oferta que melhor atenda a suas necessidades.

Com a disponibilidade crescente de meios de tecnologia de informação e comunicações, é aberta a possibilidade de aplicações de automatização, que até então eram impossíveis de serem ofertadas. A esse tipo de aplicação tem-se dado o nome de inteligência, adjetivada pelo nome dos ativos ou dos processos que recebem tais modernismos.

A aplicação de automatismos em processos segue de perto os mesmos modelos de controle nos quais se baseia o funcionamento fisiológico dos organismos vivos, ou seja, os ciclos de controle de malha fechada.

A mesma fisiologia dos organismos vivos mostra que há níveis distintos de atuação sistêmica que tratam de monitoramento, controle e coordenação para atender às necessidades do corpo: as necessidades corporativas.

Observadas de maneira geral, as cidades desenvolveram processos para suprir suas necessidades, mas ainda não completaram os ciclos de controle em malha fechada. Ou seja, ainda não estabeleceram sistemas em tempo real para garantir a qualidade do serviço nos moldes das exigências já manifestadas. Mais do que isso: as cidades não desenvolveram ainda formas de sincronizar a operação dos vários processos que dispõem, fazendo-o ocasionalmente, em situações de exceção. Para desenvolver a necessária coordenação de processos urbanos é preciso que se estabeleça uma integração de referenciais de controle, de tal forma a buscar os benefícios resultantes de uma efetiva operação inteligente.

As concessionárias de energia elétrica, pelas características do processo elétrico, desenvolveram conceitos de mensuração, monitoração, controle, reação rápida em situações adversas, que as qualificam para serem as catalizadoras dessa fase de coordenação de processos urbanos, desenvolvendo os Sistemas Integrados de Gestão da Infraestrutura Urbana (Siginurb).

Tal possibilidade, aliada às mutações que já podem ser vislumbradas para o modelo de negócio da distribuição elétrica, abre um espaço de desenvolvimento que resultará em oportunidades a serem capturadas por todos, reguladores, concessionários, novos empreendedores, agentes financeiros, fabricantes de equipamentos, prestadores de serviços. O desafio resulta na capacidade de absorver as possibilidades de aplicações em face das tecnologias disponíveis.

De todo modo, fica evidente que as demandas atuais das cidades impõem a necessidade da coordenação do controle da operação

dos seus processos urbanos e que o segmento de energia elétrica é o que mais está preparado para capitanear essa revolução operacional: a revolução da inteligência urbana e o nascimento das cidades inteligentes.

Referências

- CASTRUCCI, P. et al. *Controle automático*. São Paulo: LTC, 2011.
- COREIA DO SUL 1. Disponível em: <www.tecmundo.com.br/historia/2662-a-cidade-do-futuro-esta-em-construcao-na-coreia-do-sul.htm#ixzz2QCJsJi43>. Acesso em: 3 nov. 2013.
- COREIA DO SUL 2. Disponível em: <www.tecmundo.com.br/historia/2662-a-cidade-do-futuro-esta-em-construcao-na-coreia-do-sul.htm#ixzz2QCLgswvn>. Acesso em: 6 out. 2013.
- CPFL. Disponível em: <www.cpflcultura.com.br/2013/04/17/energia-na-cidade-do-futuro-jose-sidnei-colombo-martini/>. Acesso em: 3 nov. 2013.
- ESTRANHÓPOLIS. Disponível em: <<http://meumundosustentavel.com/noticias/a-cidade-do-futuro/>>. Acesso em: 2013.
- FAPESP. Disponível em: <<http://revistapesquisa.fapesp.br/2012/12/10/cidades-do-futuro-em-03/11/13>>. Acesso em: 3 nov. 2013.
- MASDAR. Disponível em: <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Masdar>>. Acesso em: 3 nov. 2013.
- OSI. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Modelo_OSI>. Acesso em: 3 nov. 2013.
- SMARTPHONES. Disponível em: <www.istoedinheiro.com.br/noticias/112031_AS+CIDADES+DO+FUTURO>. Acesso em: 3 nov. 2013.
- SONGDO. Disponível em: <<http://songdo.com.br>>. Acesso em: 3 nov. 2013.

Desafios do desenvolvimento energético

2.

Ricardo Raineri Bernain

Este capítulo apresenta as tendências globais dos mercados energéticos e seus desafios, observando como tem sido o desenvolvimento dos diferentes tipos de combustíveis, fósseis e renováveis, e o que se espera deles no futuro dentro da matriz energética global. O crescimento esperado da demanda de energia indica que serão necessários grandes investimentos, além de mais inovações e mudanças tecnológicas para satisfazer uma demanda de energia global que cresce em 50% a cada vinte anos. O crescimento da população, a redução da pobreza e a demanda por fontes energéticas mais sustentáveis e respeitadoras dos indivíduos e do meio ambiente são desafios importantes a serem superados para permitir que o crescimento econômico siga beneficiando um maior percentual da população.

O desenvolvimento econômico e social de um país é um processo complexo que, para ser exitoso, requer a comunhão de muitos fatores. Crescimento econômico e geração de empregos são pilares necessários para garantir uma melhoria nas condições de vida da população.

Os países que foram bem-sucedidos em seu processo de desenvolvimento econômico e social compartilham vários elementos

comuns, como um consistente desenvolvimento institucional; sólidas democracias que garantem uma adequada representação de seus cidadãos; estabilidade jurídica; estabilidade macroeconômica, com manejo adequado e prudente das finanças públicas e política monetária; acesso aos mercados financeiros; igualdade de gênero e respeito à diversidade; garantias mínimas de acesso e qualidade em seguridade social, como saúde, educação de qualidade em todos os níveis e aposentadorias; cuidado com o meio ambiente, entre outros. Nesta complexa maquinária, a disponibilidade e o acesso à energia são variáveis imprescindíveis para a promoção do desenvolvimento econômico no século XXI.

A energia é necessária em praticamente todas as atividades da vida moderna, para cozinhar e nos aquecermos, assim como no transporte, na iluminação, nos serviços e nos processos produtivos que constroem um sistema econômico moderno. Pela importância que reveste o acesso à energia, a política energética é um dos instrumentos com os quais os Estados contam para gerar as condições que permitam tanto atrair investimentos suficientes, em tempo e em quantidade, para as atividades de geração, transmissão, distribuição, infraestrutura de armazenamento e logística, desenvolvimento de recursos energéticos, quanto garantir o suprimento energético necessário a um saudável crescimento econômico.

Não são poucos os países ou as regiões onde a falta de um adequado planejamento energético tem feito com que a escassez de energia se transforme em um freio ao desenvolvimento econômico e social. Devido ao tamanho dos investimentos, ao tempo de planejamento, estudo e desenvolvimento que um projeto energético demanda, e por ser estratégica dentro das políticas de desenvolvimento de um país, a política energética é uma variável que não pode ser ignorada. São três os pontos principais sobre os quais se deve estruturar a política energética:

- Segurança energética;
- Sustentabilidade ambiental;
- Acessibilidade.

Assim, juntamente com a importância de criar condições que garantam os investimentos requeridos para satisfazer a demanda energética em tempo hábil, deve-se também observar as tendências dos mercados globais de energia. O que devemos esperar do futuro? Quão restritos se espera que possam estar os mercados de energia? Quais serão as fontes de energia do futuro? Qual será o papel dos combustíveis fósseis? As novas fontes de energia renovável serão uma solução? Sobre estas e outras questões busca-se, neste capítulo, apresentar uma visão das tendências globais dos mercados energéticos e os desafios futuros, revisando o desenvolvimento dos diferentes tipos de combustíveis, fósseis e renováveis, bem como as projeções para seu uso dentro da matriz energética global.

Pelo lado da demanda se destaca o crescimento que se espera da população mundial nas próximas décadas. É igualmente esperada a redução dos níveis de pobreza, assim como uma economia e um estilo de vida cada vez mais dependentes da energia. Apesar do bom funcionamento e do uso eficiente que se possa fazer dela, as tendências expostas serão refletidas em um crescimento da demanda por energia.

Pelo lado da oferta, a inovação e a mudança tecnológica, sejam para encontrar novas formas de energia ou para explorar de forma melhor as fontes existentes, são as variáveis determinantes para ter uma oferta que possa acompanhar o crescimento da demanda energética. Serão requeridos grandes montantes de investimentos, inovações e mudanças tecnológicas para satisfazer uma demanda que cresce em 50% a cada vinte anos. As demandas por fontes energéticas mais sustentáveis e respeitosas aos indivíduos e ao meio ambiente são um desafio importante a ser resolvido para não frear o crescimento econômico.

A América Latina dispõe de importantes recursos renováveis e fósseis, sendo a região do mundo cuja matriz energética apresenta a menor emissão de gases do efeito estufa. Em nível global, a região conta com mais de 20% das reservas de petróleo; 4,2% das reservas de gás natural convencional e 20% das de gás de xisto;

1,6% das reservas de carvão; e cerca de 20% dos recursos hidrelétricos, conforme o que já foi projetado pela Agência de Informação de Energia dos EUA. A região também dispõe de um potencial de recursos de energia renovável que é suficientemente grande para satisfazer, em mais de 22 vezes, a demanda de eletricidade projetada até 2050, segundo o Banco Interamericano de Desenvolvimento (IADB, 2013). A integração de seus mercados é um desafio pendente. Seu avanço propiciará condições para o aproveitamento das complementaridades energéticas das diferentes regiões da América Latina, de modo a produzir, assim, maiores condições de competitividade para a economia globalizada do século XXI, que estará organizada por grandes blocos socioeconômicos.

Tendências globais

Nesta parte será descrita a tendência global do nível de crescimento da população, assim como do desenvolvimento dos diferentes mercados energéticos.

Crescimento da população no mundo

A população mundial alcançou os 7 bilhões de habitantes quando somente duas décadas atrás a população total era algo superior aos 5 bilhões e, em 1950, a metade disso. Assim, a população mundial, no ano de 2040, em um cenário de crescimento baixo, pode chegar a 8,3 bilhões; em um cenário de crescimento médio pode chegar a 9 bilhões; e em um cenário de crescimento alto pode chegar a 9,5 bilhões (**figura 1**). Além disso, nas próximas décadas, espera-se que o maior crescimento da população ocorra nos países em desenvolvimento, principalmente nas regiões da África, Oriente Médio e parte da América Latina (**figura 2**).

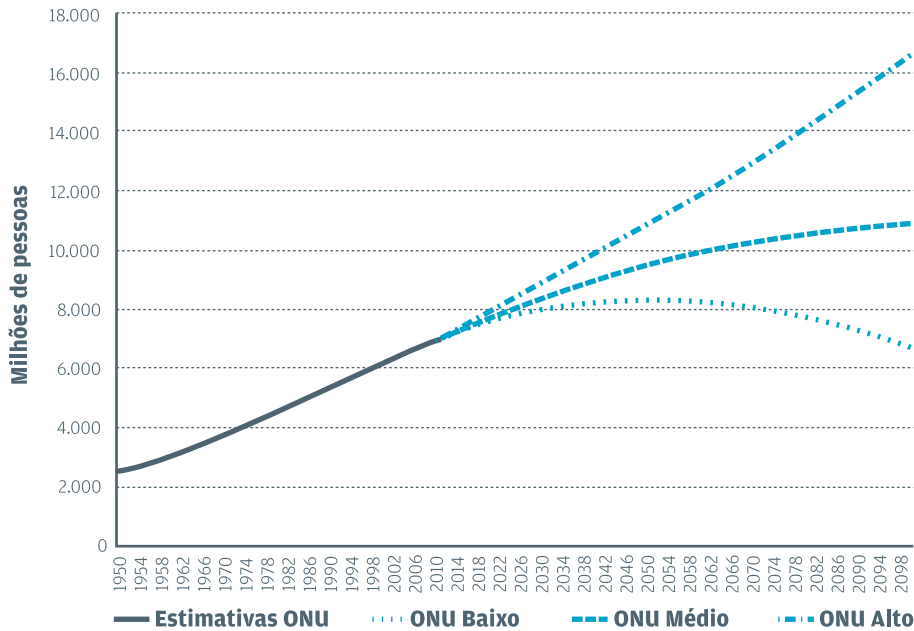


Figura 1:
População mundial 1950–2098, com base nas projeções da ONU

Fonte:
Elaboração própria, com dados da ONU (2013). Os cenários de baixa, média e alta taxa de crescimento populacional da ONU assumem um declínio da natalidade para os países onde grandes famílias ainda são predominantes, bem como um ligeiro aumento da natalidade em vários países com menos de dois filhos por mulher, em média.

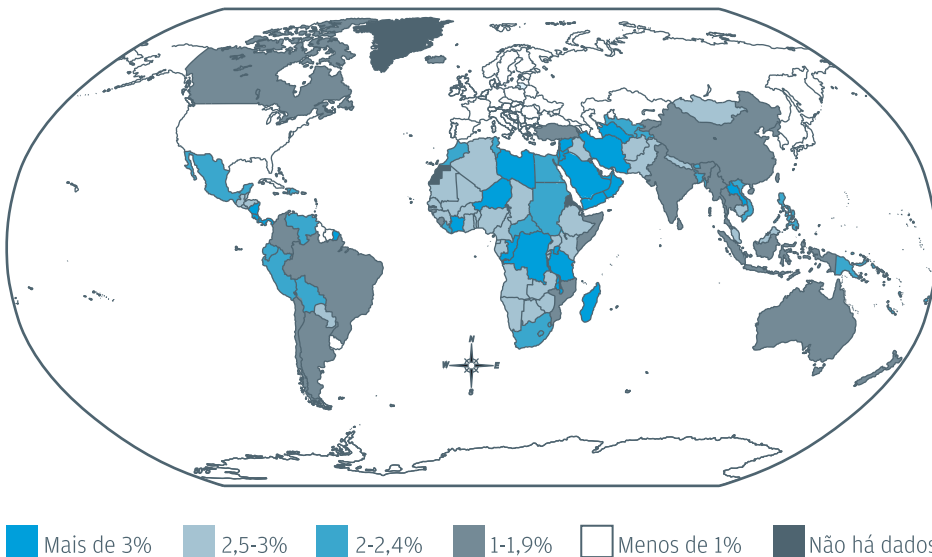


Figura 2:
Taxas de crescimento da população, 1985–1995

Fonte:
WBI (2004).

Redução dos níveis de pobreza

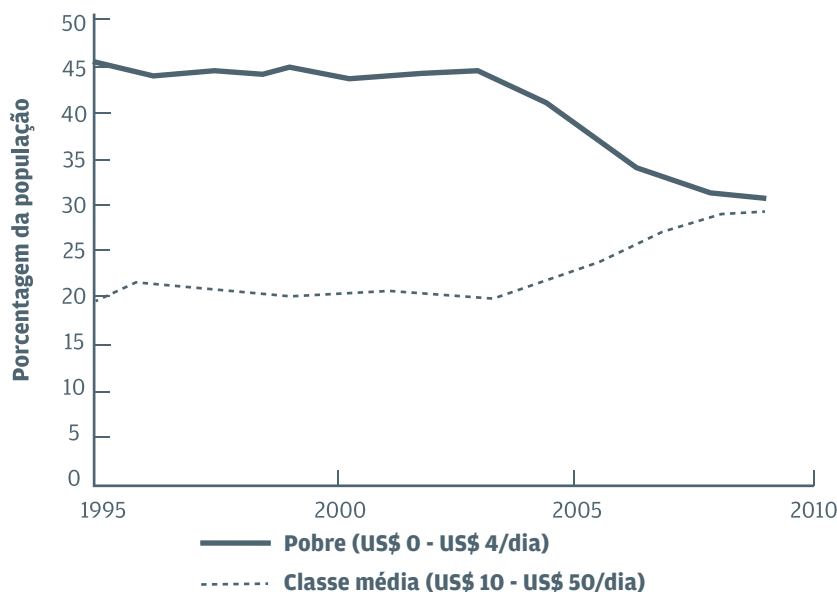
Junto com o alto crescimento pelo qual tem passado a população no mundo na última década, também se verificou uma diminuição significativa nas taxas de pobreza. O percentual da população que

vive com menos de 1,25 dólares por dia (PPC)¹ caiu de 43,1% em 1990 para 20,6% em 2010. Em termos absolutos o número de pessoas vivendo com menos de 1,25 dólares por dia (PPC) também caiu de 1.908 milhão em 1990 para 1.215 milhão em 2010.

A América Latina não tem estado alheia a esta significativa tendência. Como mostra a **figura 3**, a região apresenta importantes avanços em termos de redução da pobreza e crescimento da classe média.

Figura 3:
Diminuição dos
níveis de pobreza
na América Latina

Fonte:
Banco Mundial
(2013).



Consumo e fontes energéticas

O alto crescimento da população somado ao aumento da renda *per capita*, sustentado no crescimento e no desenvolvimento econômico, tem levado a uma maior demanda energética individual e global. A **figura 4** mostra o consumo de eletricidade *per capita* e a média para a União Europeia, a OCDE e os Estados Unidos

1. Câmbio medido pela Paridade Poder de Compra (PPC). Na economia, a paridade do poder aquisitivo é um método alternativo para a taxa de câmbio como uma medida para calcular e comparar o poder de compra dos diferentes países. A PPC procura refletir o poder de compra das pessoas de acordo com o custo de vida local.

(para estes três, média do ano de 2011). Verifica-se que os países da América Latina têm níveis de consumo de eletricidade *per capita* menores que os níveis de consumo observados em países mais desenvolvidos. No entanto, espera-se que, à medida que as economias da região sigam aumentando, seu nível de renda continue crescendo e se desenvolvendo, bem como o consumo de eletricidade e de energia *per capita* cresça e se aproxime ao dos países mais desenvolvidos, contribuindo também para pressionar o mercado de energia.

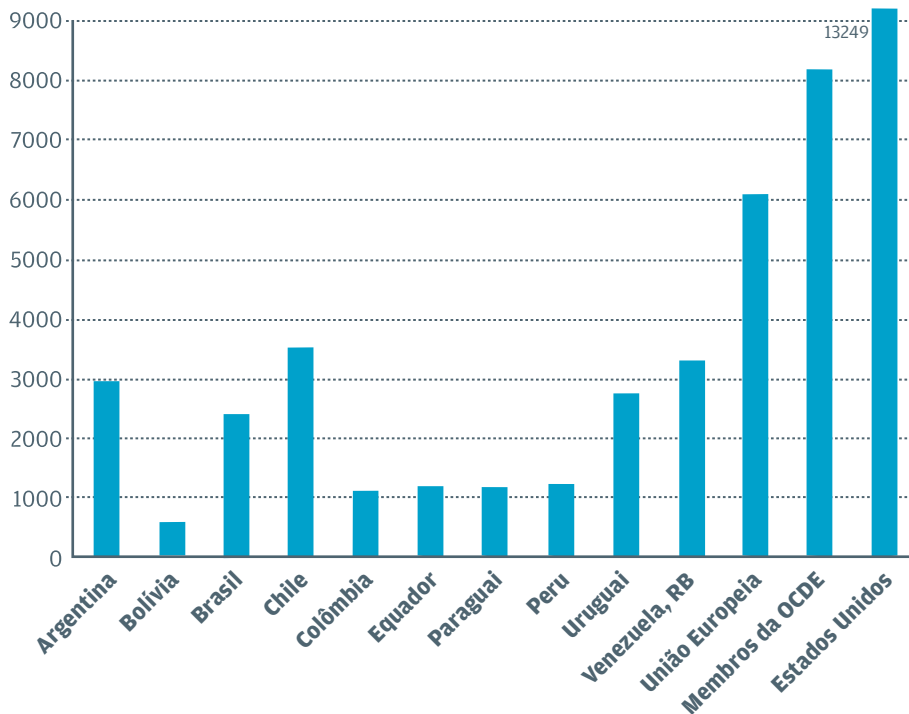


Figura 4:
Consumo de eletricidade kWh/per capita, 2011

Fonte: Banco Mundial (2014).

Durante as últimas décadas, o consumo de energia primária também tem aumentado, passando em meados dos anos 1980 de 7 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) para algo em torno de 12 bilhões de tep no início desta década, o que equivale a um crescimento de mais de 70% em 25 anos. Na matriz energética primária, o petróleo é o principal recurso, com 33% de participação no total, porém essa participação é inferior à verificada no início da

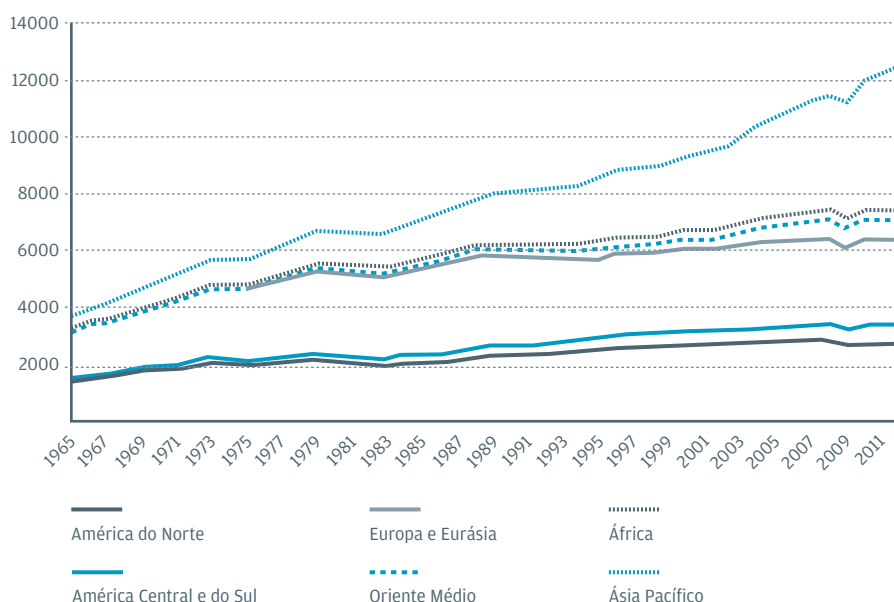
década de 1970, antes da primeira crise do petróleo,² quando chegava a 50% da matriz. O gás natural e o carvão, este mais expressivamente na última década, têm aumentado suas participações na matriz energética primária. O gás natural já representa 24% da matriz energética primária, e o carvão é o combustível que apresenta importante crescimento na participação da matriz energética primária, 30% em 2012, contra 25% nos anos de 1990. Este aumento é uma resposta às novas e importantes elevações no preço do petróleo observadas na década passada. As **figuras 5 e 6** ilustram a trajetória da matriz energética primária por região e tipo de combustível.

Figura 5:

Consumo de energia primária (tep)

Fonte: Elaboração própria com dados do BP (2013a).

A energia primária compreende combustíveis colocados no mercado, incluindo energias renováveis modernas que são utilizadas para gerar eletricidade. Nesta figura, não se considera a biomassa tradicional que é usada pelas famílias em muitos lugares do mundo para cozinhar e se aquecer. Estima-se que, em nível global, a biomassa tradicional agregue algo a mais de 10% à matriz energética primária.



Ainda que a participação de combustíveis fósseis na matriz energética seja elevada, em nível global alcança 87%, todas as regiões mostram matrizes energéticas muito diversificadas, como ilustra a **figura 7**. Nela se observa que as regiões da América do Sul e Central são as que apresentam a matriz energética com menor percentual

2. A primeira crise do petróleo se iniciou em outubro de 1973, quando os membros da Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo (Opaep) – integrado pelos membros árabes da Opep mais Egito, Síria e Tunísia – proclamaram um embargo de petróleo contra os Estados Unidos.

de emissão de CO₂, graças aos seus abundantes recursos hidrelétricos, que respondem por 25% da matriz energética primária, e às demais energias renováveis, que contribuem com 2,4%.

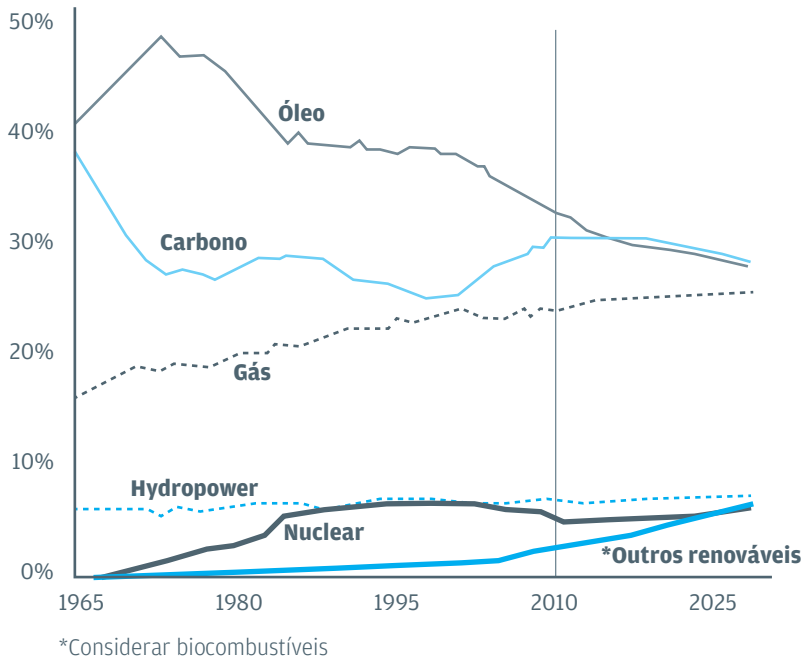


Figura 6:
Participação na
energia primária

Fonte: BP (2013b).

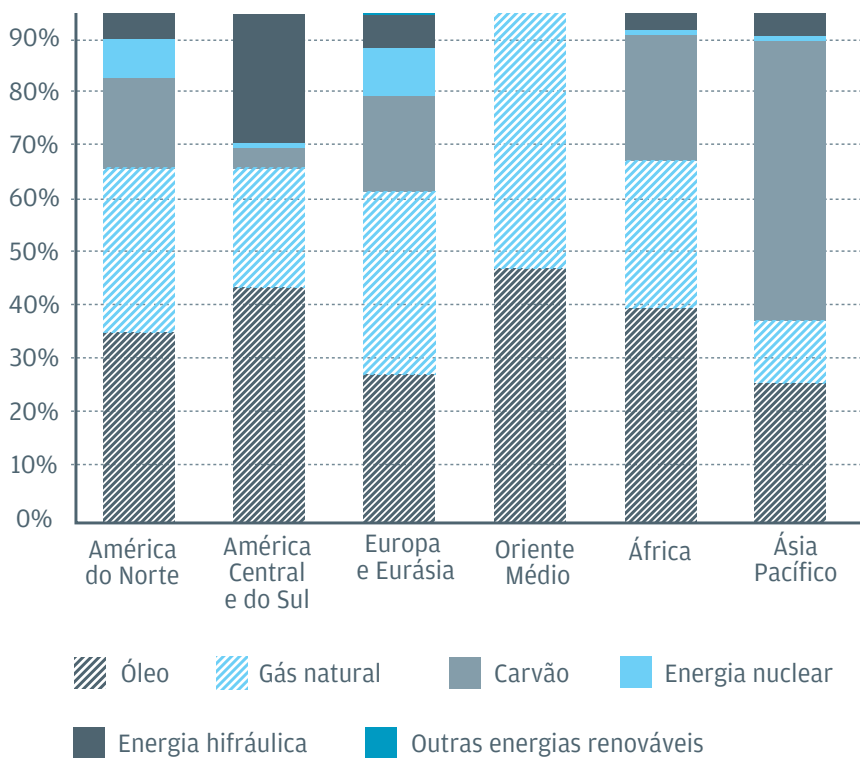


Figura 7:
Padrão de consumo
regional

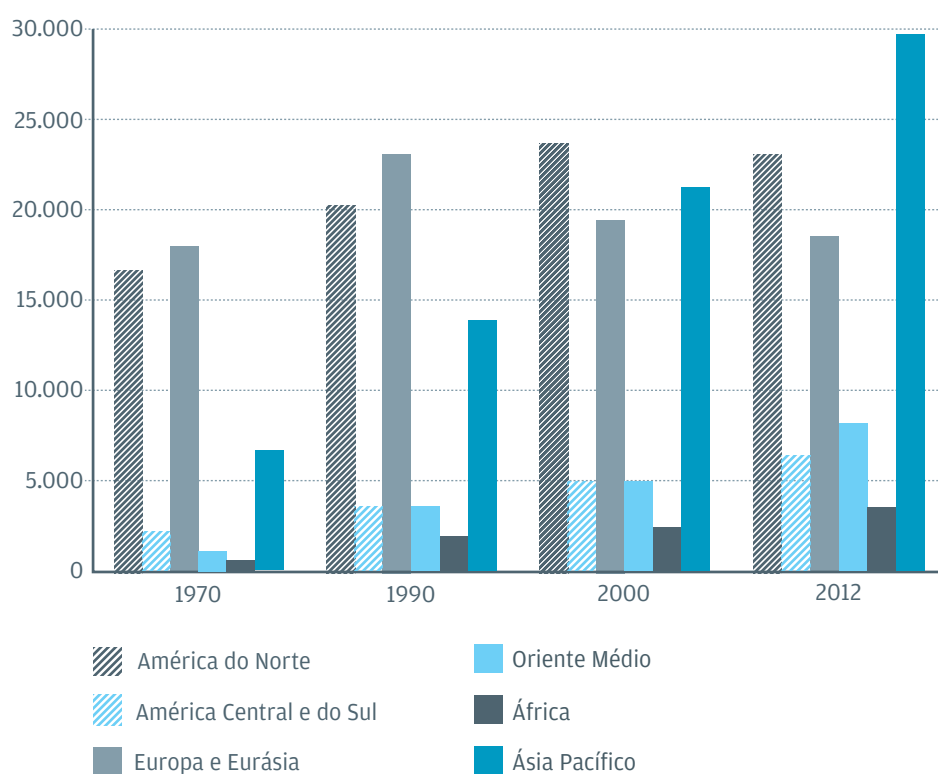
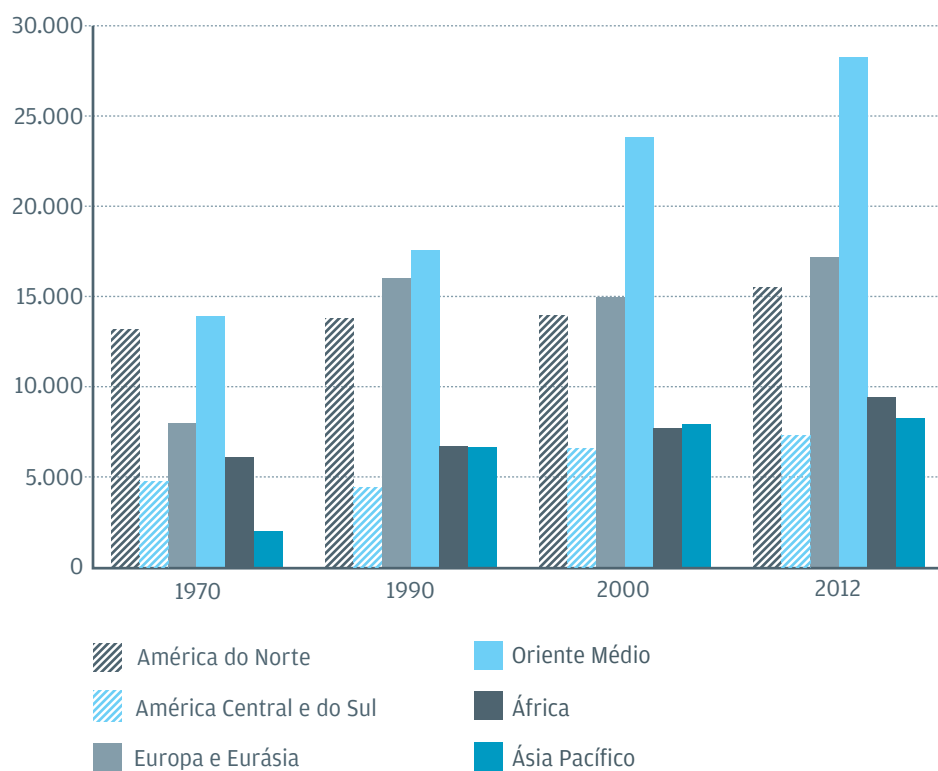
Fonte: Elaboração
própria com dados
do BP (2013a).

Petróleo

Estima-se que as reservas atuais de petróleo possam durar mais de cinquenta anos. Os EUA são o principal consumidor de petróleo no mundo (BP, 2013a) e chegaram a representar mais de 25% do consumo total desse recurso em 2003. Mesmo com o consumo caindo desde 2005, no ano de 2012 responderam por 21,9% do consumo total. Ainda assim, os países da OCDE reduziram seu consumo de petróleo em 2012 em 9%, desde 2005 (ou taxa média simples de redução do consumo de 1,3% ao ano). Por outro lado, observa-se nas economias emergentes maior crescimento no consumo de petróleo, que mais do que compensou a diminuição no consumo em escala mundial nos países da OCDE. Assim, globalmente, o consumo em uma década aumentou em 15%, passando de 78.470 mil bbd, em 2002, para 89.774 mil bbd, no ano de 2012. A China, em 2002, consumia 6,7% do petróleo total; em 2012, esse consumo subiu para 11,7%. Em uma década, a China praticamente duplicou seu consumo de petróleo, e tudo indica que esta tendência de consumo crescente continuará por parte do gigante asiático, mas talvez com índices um pouco mais baixos, já que as taxas de crescimento da economia vêm diminuindo.

As **figuras 8 e 9** ilustram a produção e o consumo de petróleo por região. Em termos de produção, são as regiões do Oriente Médio, seguidas pela Eurásia e Europa e pela América do Norte que concentram mais de 70% da produção mundial de petróleo e que têm permitido abastecer a crescente demanda de petróleo proveniente da Ásia Pacífico e, em menor escala, da América Central e do Sul e do Oriente Médio. No período de 1990 a 2012, a China, sozinha, respondeu por 34% do aumento da demanda de petróleo em nível global.

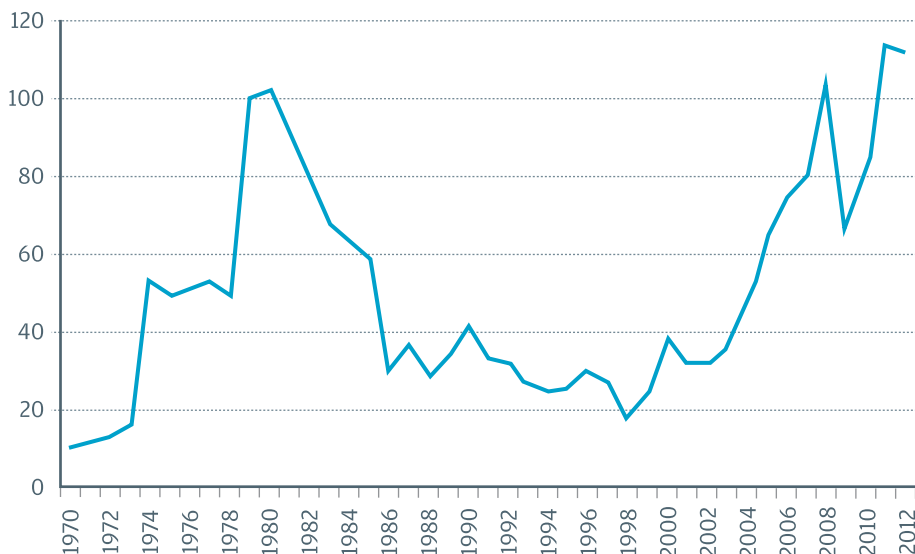
Os anos 1970, 1980 e 1990 foram marcados por conflitos que tiveram importantes impactos no preço do petróleo, como o embargo de petróleo durante a guerra do Yom Kipur, em outubro de 1973; a Revolução Iraniana, em 1979; a guerra de Irã e Iraque, entre 1980 e 1988; a guerra do Golfo Pérsico, entre 1990 e 1991; e os cortes nas



cotas de produção da Opep no final da década de 1990. Todos esses fatos afetaram a oferta e levaram a um importante aumento no preço do petróleo (**figura 10**). Ao contrário do que ocorreu nas décadas passadas, a primeira década do século XXI foi marcada pelo forte crescimento na demanda por petróleo, principalmente nos países que não fazem parte da OCDE. Esse grupo de países aumentou em cerca de 50% o consumo de petróleo entre os anos de 2000 e 2012 (só a China responde por um terço desse aumento). Nos anos 1970, o aumento de preço foi motivado pela restrição de oferta, já nos anos 2000 o problema foi essencialmente o aumento da demanda.

Figura 10:
Preço spot do
petróleo cru, 1970-
2012 (US\$ 2011)

Fonte: Elaboração
própria com
dados do BP
(2013a); 1861-
1944 média
EUA, 1945-1983
Arabian Light,
publicado em Ras
Tanura, 1984-2012
Brent médio spot.



O petróleo seguirá por muito tempo com um lugar privilegiado na matriz energética primária em nível global, ocupando o papel principal nos transportes e na geração de eletricidade em regiões como o Oriente Médio, o Norte da África e o Caribe. Entre as principais vantagens deste recurso está a de ser um combustível denso e de fácil transporte, para o qual existem reservas para muitos anos. Além disso, as mudanças tecnológicas e a descoberta de novas jazidas permitiram o abastecimento da demanda crescente. Outra vantagem é a existência de mercados globais nos quais se

pode ter acesso ao seu sistema de preços. Por outro lado, entre as desvantagens estão a volatilidade de seu preço; a questão de segurança do suprimento, dado que a maioria das reservas está em áreas de instabilidade geopolítica; e o alto nível de emissão de gases do efeito estufa, além de problemas de contaminação local gerados por sua queima. Esses aspectos têm levado à busca por outras fontes de energia.

Gás natural

Por mais de cinco décadas, este combustível fóssil tem mantido uma tendência de aumento de participação no mix de energia primária, passando de 15%, em meados dos anos 1960, para 24% em 2012. Os cinco principais países consumidores de gás natural no mundo são EUA, com 22% do consumo total; Rússia, com 12,5%; Irã, com 4,7%; China, com 4,4%; e Japão, com 3,5%. As **figuras 11 e 12** ilustram a produção e o consumo de gás natural em nível regional, o que responde majoritariamente a mercados locais de gás natural.

Nos EUA, entre 1990 e 2005 (ver **figura 13**), ocorreu uma tendência decrescente no preço do petróleo em relação ao gás natural, o que não aconteceu no caso do carvão. No entanto, na segunda metade da primeira década do século XXI, o gás se torna relativamente mais barato que o petróleo e o carvão. Esta mudança de tendência é resultado de importantes avanços tecnológicos que permitiram aos EUA a exploração do gás de xisto, o que fez aumentar, de maneira significativa, as reservas estimadas de gás natural na América do Norte e em outras regiões do mundo. Isso também abriu oportunidades para exploração de um gás natural mais abundante em nível global, na medida em que a transferência de inovações nos processos de exploração e produção se tornou uma prática habitual no resto do mundo (**figura 14**).

Em meados dos anos 2000, a produção de gás natural nos EUA reverteu a tendência de queda que vinha demonstrando desde o início da década, graças a um aumento da produção de gás de xisto.

Desafios do desenvolvimento energético

Figura 11:

Produção de gás natural por região (bilhões de m³)

Fonte: Elaboração própria com dados do BP (2013a).

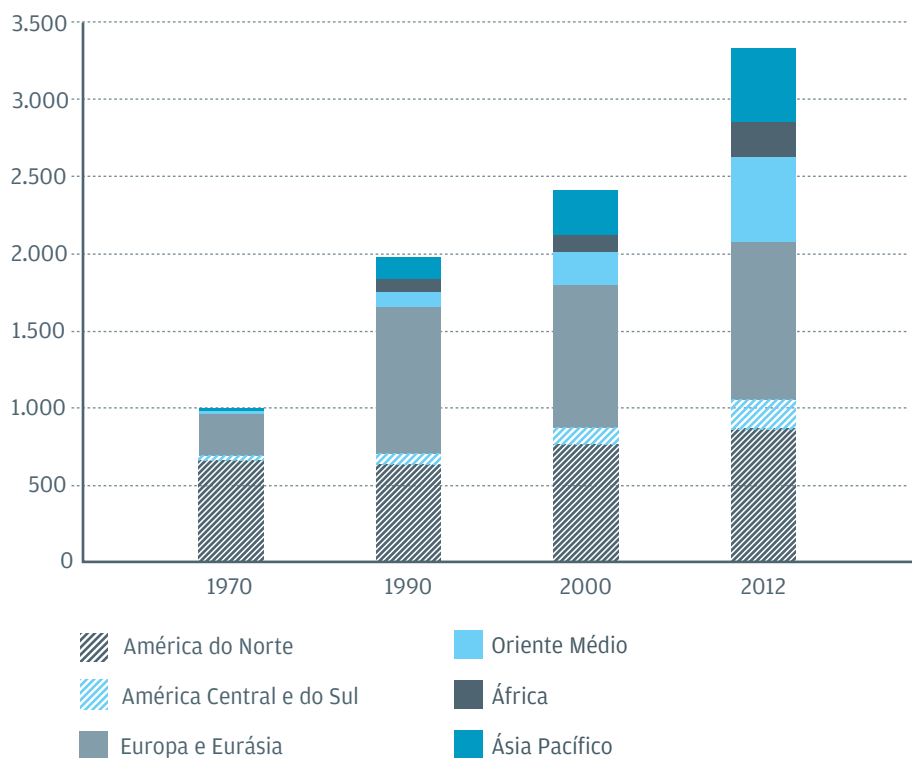
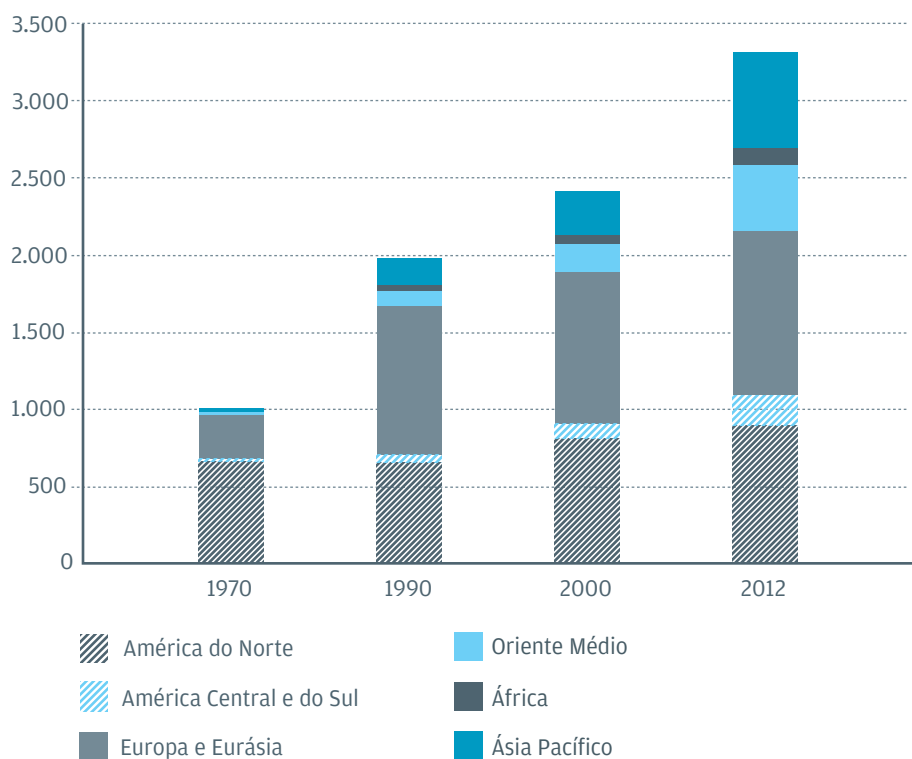


Figura 12:

Consumo de gás natural por região (bilhões de m³)

Fonte: Elaboração própria com dados do BP (2013a).



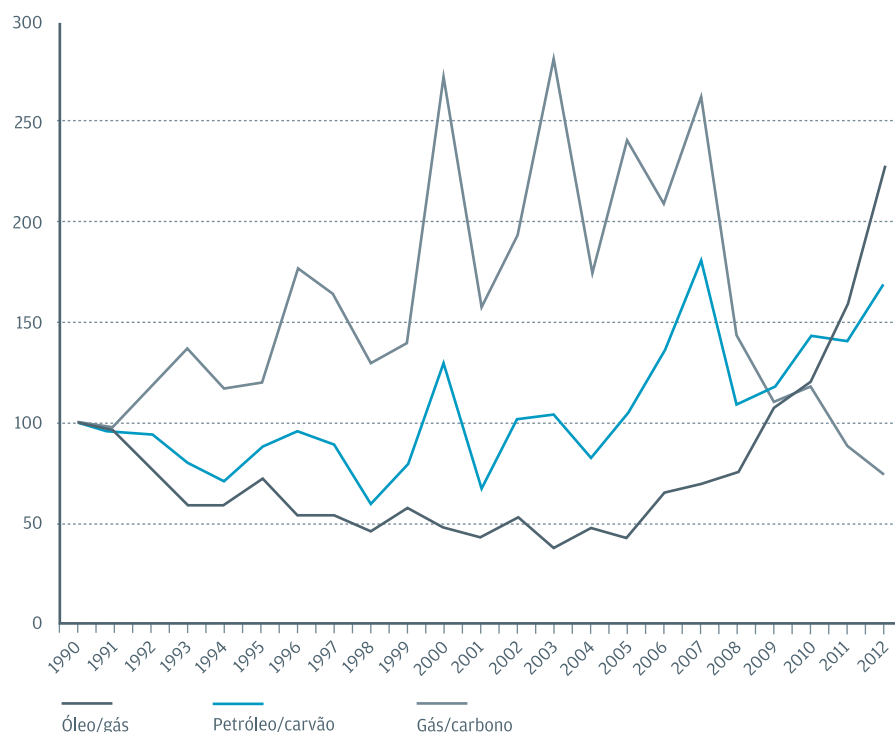


Figura 13: Índices de preços relativos do petróleo cru, carvão e gás natural, 1990-2012

Fonte: Elaboração própria com dados do BP (2013a). West Texas Intermediate, US\$/bbl; Henry Hub Natural Gas Price, US dollars per million Btu; US Central Appalachian coal spot price index

Assim, projeções feitas pela Energy Information Administration (EIA, 2013a) indicam que, até o final da presente década, o país seria um exportador líquido de gás natural.

Um recente informativo da EIA (2013b), com antecedentes compilados pelo Advanced Resources International (ARI),³ apresenta dados impressionantes sobre o gás de xisto no mundo e sobre as reservas de petróleo de xisto. Estas se distribuem de forma desigual pelo planeta. Dois terços dos recursos tecnicamente recuperáveis de gás de xisto se concentram em seis países: EUA, China, Argentina, Argélia, Canadá e México. Algo similar se observa para as reservas tecnicamente recuperáveis de petróleo de xisto, que também se concentram em seis países: Rússia, EUA, China, Argentina, Líbia e Venezuela. Segundo esse informativo (EIA, 2013b), os recursos de

3. Em sua compilação, o ARI considerou 95 bacias de xisto e 137 formações em 41 países. Também incluiu suas outras avaliações de gás de xisto dos EUA, assim como as reservas de petróleo de outras pesquisas.

gás de xisto tecnicamente recuperáveis no mundo são estimados em 188 bilhões de metros cúbicos e aumentariam para 221 bilhões de metros cúbicos se fossem somadas as reservas dos Estados Unidos.

Os três países com as maiores reservas recuperáveis de gás de xisto são Estados Unidos (33 bilhões de metros cúbicos), China (32 bilhões de metros cúbicos) e Argentina (23 bilhões de metros cúbicos). As estimativas da EIA indicam que, em nível mundial, 32% do total dos recursos de gás natural estimados se encontram em formações de xisto, enquanto 10% dos recursos de petróleo estimados são de xisto betuminoso ou de formações em rocha compacta (esse último se trata de petróleo convencional, mas preso dentro de uma rocha não permeável).

O desenvolvimento de gás de xisto nos EUA tem levado ao descolamento dos preços do gás natural entre mercados regionais (ver **figura 15**). Alguns mercados seguem ainda respondendo a realidades mais locais do que globais, como poderia ser a tendência que marca a evolução do preço do petróleo. A inovação em termos das tecnologias de transporte, como a liquefação do gás natural, tem permitido que o gás natural seja produzido e consumido em lugares muito diferentes. No entanto, o uso de gás natural segue fortemente vinculado ao transporte realizado por gasodutos, o que ainda limita a formação de um só preço de referência para o gás natural em nível global.⁴

Entre os combustíveis fósseis, o gás natural é o mais amigável com o meio ambiente e tem os menores níveis de emissões de gases de efeito estufa. Por isso é o combustível fóssil para geração elétrica que tem o maior nível de aceitação entre os cidadãos. Somado às recentes mudanças tecnológicas, que têm aumentado significativamente as reservas potenciais de gás natural em distintas regiões do mundo e geram com isso preços mais competitivos, o gás natural passa a se tornar viável para o uso de geração de energia na base, em grandes blocos e com muita flexibilidade em sua operação,

4. O percentual de gás natural como líquido não supera os 10% do consumo de gás natural que majoritariamente é transportado por gasodutos.

complementando outras fontes de energia renováveis intermitentes, como a eólica e a solar. Assim, projeta-se que o gás natural seja um dos combustíveis que possa alcançar níveis crescentes de participação na matriz energética primária no mundo. Os principais riscos residem nos eventuais problemas ambientais que podem se apresentar com a exploração do gás de xisto, como as emissões acidentais de gás metano e os impactos sobre os aquíferos.

Carvão

O carvão é o combustível fóssil mais abundante no mundo, com reservas provadas para mais de cem anos. Onde Estados Unidos, Rússia, China, Austrália, Índia, Alemanha, Cazaquistão e África do Sul concentram 87% das reservas totais disponíveis.

Entre 2000 e 2012, em nível global, o carvão foi o combustível que mais aumentou sua participação na matriz energética primária, como já vimos na [figura 6](#), registrando crescimento de seu consumo de 60%. Somente a China responde por 86% desse aumento, sendo de longe o país com o mais elevado nível de consumo, chegando a 50,2% em 2012, seguido pelos Estados Unidos com 11,7%, Índia com 8%, Japão com 3,3%, Rússia com 2,5%, África do Sul com 2,4%, Coreia do Sul com 2,2%, Alemanha com 2,1% e Polônia e Indonésia com 1,4% cada.

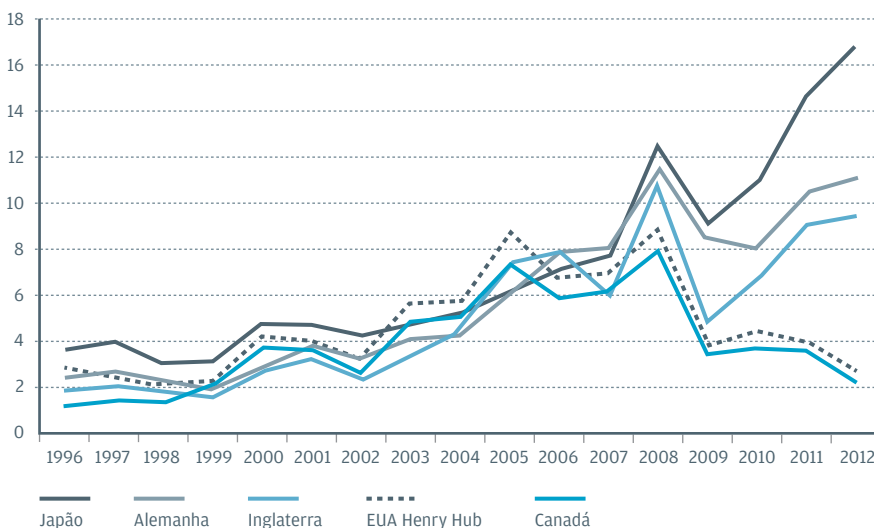


Figura 14:
Preço do gás natural (dólares por milhão de btu)

Fonte: Elaboração própria com dados do BP (2013a).

As principais vantagens do carvão são seus baixos custos e sua ampla disponibilidade em nível global, com o potencial de prover energia elétrica de base e a baixo custo. No entanto, a crescente preocupação com as emissões de gases de efeito estufa e os impactos de contaminação local que o uso do carvão provocaram no passado, com graves consequências para a saúde da população e para o meio ambiente, são vistos como os principais desafios que esse importante combustível precisa superar para seguir contribuindo de maneira crescente com a matriz energética. Em 2013, o Banco Mundial anunciou que apenas em raras circunstâncias outorgará financiamento a novos projetos de geração com base no carvão.

A queima de carvão pode poluir e produz dióxido de carbono, exigindo uma resposta das tecnologias de carvão limpo para esses problemas. Nas últimas quatro décadas, temos visto uma implantação generalizada de equipamentos de controle de poluição para reduzir o dióxido de enxofre, NOx e poeiras da indústria, o que trouxe um ar mais limpo para muitos países. Desde 1970, várias medidas políticas e regulamentares criaram um mercado comercial crescente para essas tecnologias de carvão limpo, com o resultado de que os custos caíram e o desempenho melhorou. Mais recentemente, a ameaça da mudança climática e a necessidade de fazer face ao aumento das emissões de CO₂ fizeram com que as tecnologias de carvão limpo precisassem ampliar seu escopo, a fim de incluir a captura e o armazenamento de CO₂ (ou CCS, da expressão em inglês *Carbon capture and storage*).

CCS é uma família de tecnologias e técnicas que permitem a captura de CO₂ da queima de combustíveis ou processos industriais, o transporte de CO₂ através de navios ou dutos, e seu armazenamento subterrâneo, em campos de petróleo e jazidas de gás e formações salinas profundas. Se o uso de tecnologias de CCS na queima de combustíveis fósseis se tornar comercialmente competitivo para outras fontes de energia renováveis, a CCS pode desempenhar um papel único e vital na transição global para uma economia de baixo carbono sustentável, na geração de energia e na indústria.

Um exemplo de tecnologias modernas, com redução de emissões e aumento da eficiência em comparação com a planta de carvão pulverizado convencional, é o ciclo combinado de gaseificação integrada (IGCC). Essa é uma tecnologia de carvão que utiliza um gaseificador para virar carvão e outros combustíveis baseados em carbono em gás – gás de síntese (syngas).

Emissões de CO₂

O aquecimento global tem origem antrópica, e o principal precursor é a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera a partir da queima de combustíveis fósseis. As emissões de CO₂ vinculadas ao consumo de combustíveis fósseis aumentaram em 36% entre 2000 e 2012, majoritariamente associadas ao consumo de carvão e, em segundo lugar, ao petróleo. No ano de 2012, a China foi responsável por 26,7% das emissões globais de CO₂; os EUA, 16,8%; a Índia, 5,3%; a Rússia, 4,9%; o Japão, 4,1%; a Alemanha, 2,4%; e a Coreia do Norte, 2,2%. Além disso, a China foi responsável pelo aumento de 64% das emissões de CO₂ entre 2000 e 2012 (BP, 2013a).

Em 2013, pela primeira vez desde que se efetuam registros no observatório atmosférico do vulcão Mauna Loa, verificou-se um nível de concentração de CO₂ na atmosfera acima de quatrocentas partes por milhão. Isso trouxe novo alerta aos riscos que podem ser enfrentados em um clima cujo prognóstico tende a uma maior frequência de eventos extremos, como chuvas torrenciais, secas prolongadas, ondas de calor ou frios extremos, aumento no nível do mar, mudanças nas fontes de água e glaciais, entre outros.

Regiões como a América Latina, apesar de contribuírem marginalmente com a acumulação dos gases de efeito estufa, também podem ser muito afetadas por suas consequências. Não estamos blindados diante do problema de aquecimento global, e os países devem se preparar adaptando-se a uma mudança no meio ambiente e também contribuindo com ações de mitigação das emissões. Em primeiro lugar, devem ser construídos sistemas mais resistentes às mudanças climáticas que podem ser produzidas

pelo aquecimento global. Em segundo, deve-se buscar contribuir com a redução do crescimento de emissões de CO₂, através do uso e da promoção de fontes energéticas com baixos níveis de emissão de gases do efeito estufa, como o desenvolvimento das tecnologias descritas a seguir.

Energia nuclear

O uso da energia nuclear para a geração de eletricidade permanece um tema controverso, sobre o qual surgiu uma rejeição depois do desastre com a central de Fukushima no Japão, em março de 2011. Em janeiro de 2013, 31 países tinham em funcionamento um total de 437 plantas de energia nuclear, com uma capacidade elétrica de 372 GW. Além disso, em 15 países, encontram-se em fase de construção 68 plantas com capacidade instalada de 65 GW. Em 2012, a energia nuclear representou 4,5% da energia primária consumida no mundo.

O desenvolvimento de centrais de energia nuclear tem enfrentado uma crescente rejeição da sociedade desde 1979, com o acidente em Three Mile Island, nos EUA. Essa oposição foi agravada em 1986 pelo acidente de Chernobil, na Ucrânia, e em 2011, pelo desastre de Fukushima, no Japão. Entretanto, novas exigências de segurança a nível mundial permitiram, apesar da oposição, o desenvolvimento de sua indústria. Não obstante, o crescimento do setor desacelerou, passando de taxas de crescimento anual de 30% entre os anos de 1965 e 1975 a uma taxa de 1,8% entre 1995 e 2005, menor que a taxa de crescimento da demanda mundial de energia, e a um crescimento negativo a partir de 2006, situação agravada com o desastre de Fukushima em março de 2011. Os temas de segurança e manejo de resíduos nucleares seguem sendo a principal preocupação para os cidadãos e têm levado governos, como o da Alemanha, a anunciar o fechamento de suas centrais nucleares até 2022.

A geração nuclear é capaz de produzir grandes quantidades de energia elétrica de base, com continuidade e segurança no suprimento. Contudo, enquanto a indústria não avançar em matéria de segurança

e de manejo de resíduos nucleares a ponto de dar tranquilidade à população, o uso da energia nuclear continuará sob permanente questionamento em nível global.

Hidreletricidade

A energia hidrelétrica é hoje a principal fonte energética renovável. Em 2012, representou 6,7% da matriz energética primária, e seguirá sendo por muito tempo a principal fonte de geração elétrica capaz de prover energia segura e na base a baixos custos. No entanto, desde meados dos anos 1970 sua taxa de crescimento médio anual vinha sendo decrescente (**figura 16**). Na última década do século XX, esta começou a se recuperar, chegando a uma taxa de crescimento médio nos últimos dez anos de 3,3%, quase o dobro da taxa de crescimento do consumo de energia primária em nível mundial em 2012, que atingiu 1,8%.

O potencial hidrelétrico estimado no mundo é (HDWA, 2009):

- Potencial hidrelétrico bruto 38.607 TWh/ano;
- Tecnicamente viável 14.604 TWh/ano;
- Economicamente viável 8.772 TWh/ano.

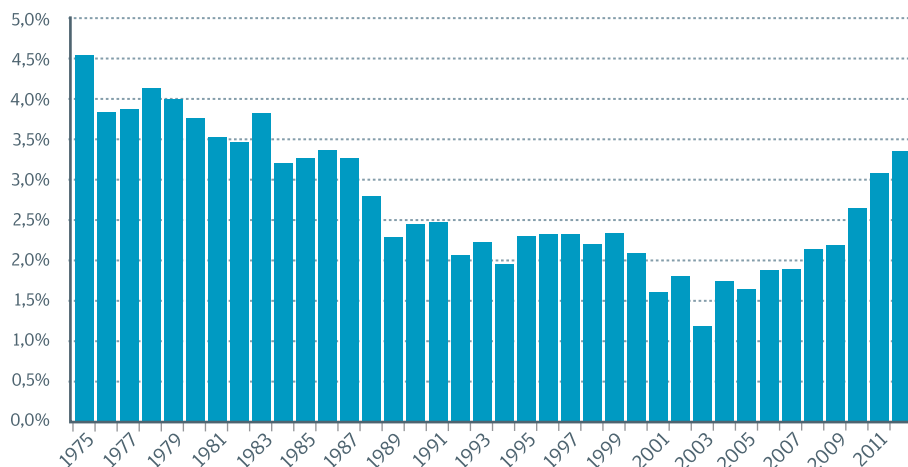
Com essas informações, pode-se estimar que, em nível regional e mundial, a porcentagem do potencial hidrelétrico economicamente viável que tem sido desenvolvido é baixa, alcançando aproximadamente 38% em nível global, e há uma margem considerável para continuar o desenvolvimento de projetos hidrelétricos. O potencial já desenvolvido nas regiões de maior dimensão é mostrado na **figura 16**.

A hidreletricidade é uma tecnologia confiável e testada por mais de um século de construção e operação de usinas. As hidrelétricas desempenham um papel importante na redução das emissões de gases de efeito estufa, porque diminuem a geração a partir de combustíveis fósseis. A fonte é competitiva e seu custo de geração por kWh não depende de variações nos custos dos combustíveis.

Figura 15:

Taxa de crescimento médio de hidreletricidade, 1975-2011

Fonte: Elaboração própria com dados do BP (2013a), com base na geração hidrelétrica primária bruta e não respondendo por fornecimento de electricidade transfronteiras.

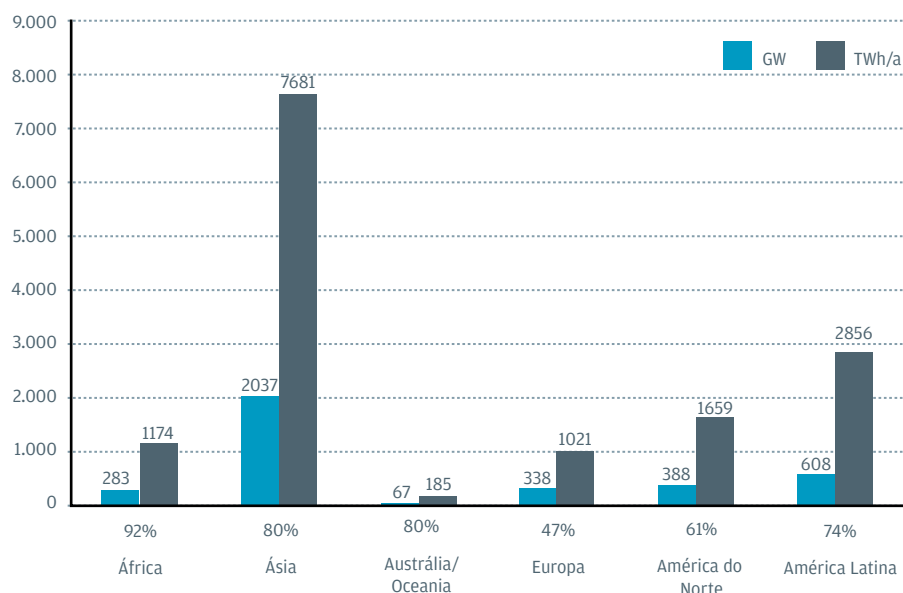


É flexível e, junto com o gás natural, é um complemento muito adequado para acompanhar o desenvolvimento elétrico baseado em outras fontes renováveis que são mais intermitentes, como a energia eólica e solar. Além disso, as centrais hidrelétricas são frequentemente integradas a projetos com múltiplas finalidades como irrigação, abastecimento de água para uso doméstico e industrial, e proteção contra inundações. Entre as desvantagens estão os danos

Figura 16:

Potencial não desenvolvido por regiões

Fonte: Kumar (2011).



ambientais e a perda de terreno; os problemas de sedimentação; as emissões de gás metano em climas mais tropicais; o deslocamento da população; a dependência de fatores climáticos; as distâncias que podem existir entre o centro de produção e o de consumo; e, como qualquer projeto, os potenciais riscos de falhas ou catástrofes. Ainda assim, entre as renováveis, permanecerá por muito tempo a principal fonte de geração elétrica capaz de prover energia segura e na base a baixos custos.

Outras energias renováveis

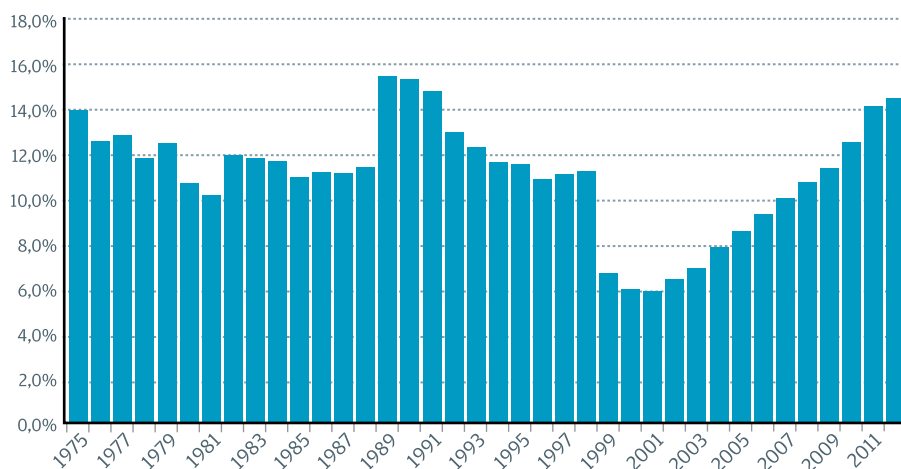
A crescente preocupação em cuidar do meio ambiente, os problemas associados à mudança climática, a segurança energética e o aumento nos preços dos combustíveis fósseis têm levado, nas últimas décadas, à busca por fontes energéticas alternativas a esses combustíveis. Nessa busca, a energia solar, eólica, geotérmica, das marés e correntes marinhas, a biomassa e os biocombustíveis surgem como uma provável resposta e têm ocupado um espaço crescente na matriz energética primária. A inovação e a mudança tecnológica, além da massificação dessas novas tecnologias, têm permitido que os custos de desenvolvimento se tornem cada dia mais competitivos, podendo concorrer atualmente com projetos à base de combustíveis fósseis ou de geração hidrelétrica convencional.

Se o século XX foi o dos combustíveis fósseis, o XXI se anuncia como o das energias renováveis. Mesmo quando em 2012 as novas energias renováveis representaram somente 1,9% da matriz energética primária, foram as que mostraram a mais alta taxa de crescimento nas últimas décadas (**figura 17**).

As reduções nos custos associados a programas governamentais de estímulo ao investimento em energias renováveis têm permitido que estas ganhem participação na matriz elétrica, assim como na matriz energética primária. Estima-se que a participação das energias renováveis na geração elétrica em nível global seja de aproximadamente 19%, com 16% de eletricidade proveniente da

Figura 17:
Taxa de crescimento
médio de energias
renováveis,
1975-2011

Fonte: Elaboração
própria com dados
do BP (2013a).



energia hidrelétrica e 3% das novas energias renováveis (REN21, 2011). Individualmente, a energia eólica tem crescido a taxas de 30% ao ano, e ao final de 2012 a capacidade instalada, em nível mundial, alcançou 282 GW, sendo amplamente utilizada na Europa, na Ásia e nos EUA. Ao final de 2012, no mundo, a capacidade instalada de energia elétrica fotovoltaica atingiu os 100 GW. As centrais fotovoltaicas estão começando a se massificar no planeta como consequência da forte redução dos preços dos painéis nos últimos anos.

Outra fonte de geração com base na energia solar são as centrais termosolares ou heliotérmicas. Já há centrais que operam na Espanha e nos EUA, onde está a maior planta, a da central de energia SEGS de 354 MW no deserto de Mojave. Também se encontra nos EUA a maior instalação de energia geotérmica do mundo, a The Geysers, na Califórnia, com capacidade nominal de 750 MW.

Em biocombustíveis, o Brasil detém um dos maiores programas no mundo, com a produção de combustível de etanol a partir da cana-de-açúcar (onde o etanol proporciona 18% dos combustíveis para uso automotriz no país). Mais recentemente, o Brasil também tem desenvolvido a produção de biogás para geração elétrica, a partir dos dejetos da cana-de-açúcar. Além do Brasil, o etanol também está amplamente disponível nos EUA.

A mudança tecnológica, as maiores economias de escala, a redução nos custos das energias renováveis, a maior preocupação

da sociedade com a contaminação, a maior conscientização quanto meio ambiente em nível local e global, e o menor tempo de construção de usinas tornam possível a existência de um futuro promissor para as novas energias renováveis no século XXI. Por isso, muitos países já assumiram compromissos de incorporar de maneira massiva essas novas tecnologias em sua matriz elétrica, como uma forma de contribuir com a construção de uma economia com menores emissões de gases do efeito estufa e mais amigável com as comunidades locais.

As principais desvantagens dessas novas tecnologias se encontram na não competitividade de seus preços em algumas regiões, e os problemas de intermitência que existem com algumas delas, como a eólica e a solar fotovoltaica, ainda devem ser resolvidos. Essas fontes intermitentes devem ser complementadas com outras fontes de geração como gás ou hidreletricidade.

Considerações finais

As tendências globais exemplificadas ao longo deste capítulo mostram que, enquanto a população mundial crescer, os níveis de pobreza diminuirão e as economias se desenvolverem, veremos uma pressão crescente sobre os recursos energéticos. Somente o investimento, a inovação e a mudança tecnológica, acompanhados de um bom e eficiente uso da energia, permitirão dar uma resposta a uma demanda de energia que tem aumentado em mais de 50%, em nível global, desde 1990.

Neste contexto, são as economias emergentes que respondem pelo crescimento líquido no consumo de energia, já que houve queda na demanda dos países da OCDE, nos últimos anos. Ao mesmo tempo, os combustíveis fósseis seguem dominando o consumo de energia, com uma participação de mercado de 87%.⁵ Apesar da mistura de

5. Aqui, a energia primária compreende combustíveis colocados no mercado, incluindo as energias renováveis modernas, utilizadas para gerar eletricidade. A biomassa tradicional não é considerada.

combustíveis fósseis estar em um processo de mudança, o petróleo continua o principal combustível, embora perdendo participação no mercado durante 12 anos consecutivos. O carvão é, mais uma vez, o combustível fóssil com maior crescimento, com consequências previsíveis para as emissões de carbono. A mudança tecnológica e as maiores reservas projetadas de gás natural em nível global criam uma oportunidade de substituir um combustível fóssil de altas emissões de gases do efeito estufa por outro com menores emissões, e a preços que estão se tornando mais competitivos. Além dos combustíveis fósseis, as energias renováveis seguem também ganhando terreno e, atualmente, já representam 1,9% do consumo energético em nível mundial.

Os novos desafios que a indústria energética está enfrentando são diversos, como os associados ao cuidado com o meio ambiente, aos problemas de aquecimento global ou de contaminação local. Além disso, pela crescente consciência da sociedade e pelo fortalecimento das comunidades que não querem ser afetadas negativamente pelos projetos, demandam compensações reais ou mudanças no desenho destes quando lhes são desfavoráveis.

A América Latina é abundante em recursos energéticos renováveis e fósseis, com grandes complementaridades no uso deles frente às necessidades energéticas que apresentam seus distintos países. Ao mesmo tempo, é uma região onde existe um grande atraso em matéria de integração energética, principalmente pela ausência de mecanismos de governança que facilitem o desenvolvimento da infraestrutura necessária. A falta de integração somente gera pobreza e negócios não realizados (RAINERI et al., 2013). Uma maior integração energética na região contribuiria para um melhor e mais resistente sistema energético, preparado para enfrentar os desafios futuros de mudança climática e de competitividade em nível global. A América Latina tem uma grande complementaridade energética se comparado a outras regiões. Com estrutura adequada lhe permitiria melhorar o bem-estar de sua população em níveis de competitividade global.

Estima-se que, em nível global, a biomassa tradicional agregue algo a mais de 10% à matriz energética primária.

Referências

- BP. *Statistical Review of World Energy*. 2013a. Disponível em: <www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf>. Acesso em: 8 out. 2014.
- BP. *Energy Outlook*. 2013b. Disponível em: <www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-outlook.html>. Acesso em: 8 out. 2014.
- CIER. *Síntese Informativa Energética dos países da CIER*. 2011. Disponível em: <www.bracier.org.br/index.php?option=com_content&view=article&id=1794>. Acesso em: 5 maio 2011.
- EIA. *Annual Energy Outlook*. 2013a. Disponível em: <[www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf)>. Acesso em: 13 jun. 2013.
- EIA. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. 2013b. Disponível em: <www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>. Acesso em: 13 jun. 2013.
- HDWA (Hydropower and Dams World Atlas). *International Journal on Hydropower and Dams*. Surrey: Sutton; AquaMedia International, 2009.
- IADB. *Rethinking Our Energy Future: A White Paper on Renewable Energy for the 3GFLAC Regional Forum*. 2013. Disponível em: <<http://publications.iadb.org/handle/11319/5744>>. Acesso em: 13 jun. 2013.
- IPCC. *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. 2011. Disponível em: <www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf>. Acesso em: 13 jun. 2013.
- KUMAR, A. et al. Hydropower. In: *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge: University Press, 2011.
- ONU (Organização das Nações Unidas). *World Population Prospects: The 2012 Revision*. Nova York: ONU, 2013.

- RAINERI, R. et al. Latin America Energy Integration: An Outstanding Dilemma. In: SIOSHANSI, F. (ed.) *Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches*. Menlo Energy Economics/Elsevier, 2013.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century). *Renewables 2011: Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat, 2011.
- World Bank Group. *World Development Indicators*. 2014. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/sites/default/files/wdi-2014-book.pdf>>. Acesso em: 8 out. 2014.
- WBI (World Bank Institute). *Beyond Economic Growth: An introduction to sustainable development*. 2004. Disponível em: <www.worldbank.org/depweb/beyond/beyondco/beg_all.pdf>. Acesso em: 13 jun. 2013.
- _____. *Economic Mobility and the Rise of the Latin American Middle Class*. 2013. Disponível em: <<http://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/978-0-8213-9634-6>>. Acesso em: 13 jun. 2013.

A geração hídrica brasileira em longo prazo

3.

Pedro Bara Neto

A Amazônia está no centro da pergunta por onde deve caminhar a geração hídrica brasileira em longo prazo. De um lado, pela necessidade de uma estratégia de expansão que garanta mais resiliência do sistema a eventos climáticos extremos; de outro, pela sua relevância em impactar e, ao mesmo tempo, ser impactada pelo clima. Este capítulo propõe que, com passo igual a processos de diversificação de fontes renováveis já em curso, a expansão da geração hídrica na Amazônia seja orientada por um diálogo social baseado em um planejamento integrado da bacia hidrográfica como forma de garantir a sustentabilidade socioambiental regional, e que se promova a integração elétrica em prol de uma estratégia regional de adaptação climática. Os projetos hidrelétricos selecionados a partir de uma visão compartilhada do futuro da Amazônia, além de atenderem as melhores práticas de consulta livre, prévia e informada dos povos afetados, devem ser precedidos de medidas antecipatórias, que preparem a região para receber tais projetos, potencializando-se assim, na forma mais adequada, o desenvolvimento institucional, socioambiental e econômico da região.

A geração hídrica brasileira encontra-se em uma encruzilhada. A exploração dos rios amazônicos se depara, de um lado, com um cenário crescentemente conflituoso com a questão socioambiental e cultural, e de outro, com a geração hídrica nacional buscando um patamar diferenciado de sustentabilidade. Ao mesmo tempo, é necessário abrir espaço a outras formas de geração e distribuição de energia renovável e a diferentes geografias do potencial hídrico regional compreendido, primordialmente aquelas que se encontram na bacia hidrográfica amazônica.

É preciso reconhecer que o contexto por onde podem ocorrer essas intervenções é muito diferente daquele historicamente vivido pelo setor elétrico brasileiro. Os desafios são múltiplos, desde a imensa diversidade de formas de vida, cujo processo de criação e manutenção tem íntima relação com o livre pulsar dos rios amazônicos, passando pelo cotidiano daqueles que lá vivem em harmonia com a natureza ao lado de um contingente urbano historicamente induzido por ciclos erráticos ou artificiais de desenvolvimento, ou por grandes projetos geopolíticos de ocupação do território, até o recorte regional por áreas de uso especial para proteção ecológica e cultural ou manejo sustentável de seus recursos naturais.

Ou seja, o raciocínio inverso também é verdadeiro: o futuro da Amazônia depende, em larga medida, desta nova onda de intervenções regionais em grande escala, particularmente de energia e mineração, e pela forma como estas estão sendo planejadas, consultadas, decididas e implantadas no território amazônico.

Em se tratando da Amazônia e de como se tecem as relações entre os grupos de interesse na região, do local ao global, não é difícil imaginar o que ela representa para a decisão de investimentos. Se essa decisão é tomada pontualmente, sem uma visão estratégica, isto é, projeto a projeto, é grande a tendência que a complexidade seja crescente na medida em que a fronteira da geração hídrica avance muito à frente daquela do desenvolvimento social, econômico e institucional e, portanto, sobre rios e culturas mais conservados e desprotegidos socialmente. Além disso, se estamos falando de uma única bacia transnacional, fragiliza-se a

eventual robustez de uma decisão individual a partir do momento em que a análise dos impactos cumulativos não é tratada de forma apropriada, como veremos.

Já na dimensão do clima, segundo Castro et al. (2012), o Brasil constitui uma exceção no setor elétrico mundial. O país conta com recursos naturais endógenos e renováveis suficientes para expandir a oferta de energia elétrica nas próximas décadas, sem estar sujeito às restrições impostas pela necessidade de mitigar os impactos climáticos.

Entretanto, considerando-se o protagonismo da fonte hídrica na matriz elétrica brasileira e o relatório de mudanças climáticas IPCC AR4 (2007), onde observações históricas e projeções climáticas fornecem abundante evidência de que os recursos hídricos são vulneráveis e revelam potencial de serem fortemente impactados pelas mudanças climáticas, com uma ampla gama de consequências para a sociedade humana e os ecossistemas, fica clara a relevância da questão da adaptação às mudanças climáticas para o futuro do setor elétrico brasileiro.

Os impactos sobre os recursos hídricos observados pelo aquecimento ao longo das últimas décadas, segundo o IPCC Technical Paper VI (2008), relacionam-se a mudanças em grande escala no ciclo hidrológico. Tais mudanças são oriundas do aumento da quantidade de vapor na atmosfera, alterações nos padrões de precipitação, tanto em intensidade como em eventos extremos, redução da área coberta por neve e correspondente incremento na área de derretimento de gelo, impactos na umidade do solo e no escoamento superficial, todos estes fatores de interesse da geração hídrica na Amazônia.

Ainda segundo Castro et al. (2012), no caso brasileiro, a questão central é a definição de quais fontes, dentre as várias fontes primárias de energia disponíveis, devem ser priorizadas na expansão da matriz de geração com vistas ao atendimento da demanda crescente por energia elétrica. Este “problema”, denominado como o “paradoxo da abundância”, deve ser equacionado de tal forma que a garantia do suprimento esteja associada à manutenção do

caráter renovável e sustentável da matriz elétrica brasileira em bases competitivas de custos.

São, portanto, questões relevantes para este capítulo: o planejamento integrado da Amazônia; a necessidade de se adaptar às mudanças climáticas, incluindo a alternativa da integração regional do potencial hídrico amazônico; e as recomendações deste cenário transformador no ciclo de planejamento, preparação e implantação de projetos e na sua abrangência territorial.

Planejamento integrado da Amazônia

A necessidade de definir rios livres

De acordo com Riveros et al. (2010), o rio Amazonas representa o maior sistema de rios do mundo, com a maior bacia, a maior descarga e o mais diverso e produtivo sistema de água doce do planeta. Este sistema peculiar ainda não está muito alterado por grandes infraestruturas, mas isso pode mudar rapidamente, pois a expansão hidrenergética está nos planos de todos os países amazônicos.

De acordo com Finer e Jenkins (2012), há 151 projetos hidrelétricos maiores do que 2 MW previstos em cinco dos seis principais tributários andinos do rio Amazonas para os próximos vinte anos, afetando a conectividade dos Andes à planície amazônica onde dezenas de grandes projetos também estão previstos. Dada a magnitude e complexidade desta intervenção, não é possível tratar o avanço da hidreletricidade sobre os rios amazônicos de uma forma singela e estreita, como a que se pratica com a discussão dos projetos caso a caso. A abordagem dos impactos cumulativos sobre a diversidade e a integridade dos ecossistemas aquáticos, que afetarão de forma irreversível o modo de vida das populações tradicionais e dos povos indígenas, requer um ferramental analítico e um processo político diferenciado.

Segundo Tundisi (2007), o conhecimento científico dos processos ecológicos, da biodiversidade e da interação dos sistemas aquáticos

e terrestres ampliou-se consideravelmente nas últimas décadas. O funcionamento da região amazônica foi sintetizado por Sioli (1984) e mais recentemente contribuições de Val et al. (1996), Ayres et al. (1999) e Junk (2005) consolidaram essa descrição das estruturas e funções dos organismos, ecossistemas e seus processos temporais e espaciais. Junk (1997 e 2005) descreveu a ecologia do sistema de pulso nos grandes deltas internos da Amazônia Central.

De acordo com Junk, o sistema de pulso de inundação é a principal função de força nos grandes sistemas de vales de inundação e várzeas amazônicos. Essas funções de força promovem condições ambientais diversas, alterações periódicas nas comunidades vegetais e animais, múltiplas e intensivas alterações entre as fases aquáticas e terrestres com processos bióticos de produção de matéria orgânica, decomposição, deposição de sedimentos e alta diversidade de espécies. Esse processo de pulsos que ocorre em outros ecossistemas de várzea em todos os continentes atinge seu máximo de escala justamente na região amazônica. A conectividade entre áreas alagadas, canais naturais, lagos, rios e pântanos apresenta um gradiente de interações diretas e indiretas de grande importância ecológica e econômica, com reflexos no ciclo hidrossocial.

Portanto, e segundo Tundisi (2007), a construção de hidrelétricas na região amazônica, especialmente nos tributários do rio Amazonas, demandará profundas alterações no ciclo hidrológico, na biodiversidade aquática, no ciclo hidrossocial e hidroeconômico da região, exigindo estudos interdisciplinares detalhados de alto nível para resolver os problemas desses impactos e minimizá-los.

É necessário, contudo, um conjunto de estudos estratégicos, ecológicos e econômicos com a finalidade de promover uma visão de Estado de longo prazo na exploração hidroenergética da Amazônia. É necessário desenvolver estudos que possibilitem a escolha adequada dos rios a impactar e dos rios que serão preservados *vis-à-vis* os benefícios econômicos e sociais da exploração da hidroenergia e da preservação (TUNDISI, 2007).

Segundo o *Manual de inventário hidroelétrico de bacias hidrográficas*, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2007), o ciclo de implantação de uma usina hidrelétrica compreende cinco etapas: a estimativa do potencial, o inventário, a viabilidade, o projeto básico e o projeto executivo. Para efeito do planejamento integrado da Amazônia, a etapa mais relevante é a do inventário hidrelétrico, que se caracteriza pela concepção e análise de várias alternativas de divisão de queda para a bacia hidrográfica, que são comparadas entre si, visando selecionar aquela que apresente o melhor equilíbrio entre os custos de implantação, benefícios energéticos e impactos socioambientais.

Faz parte dos estudos de inventário submeter os aproveitamentos da alternativa selecionada a um estudo de Avaliação Ambiental Integrada (AAI) visando subsidiar os processos de licenciamento. Ainda segundo o *Manual* (MME, 2007), os critérios adotados para os estudos socioambientais adequam os instrumentos metodológicos e procedimentos usuais de avaliação de impacto ambiental aos requisitos e especificidades dos estudos de inventário hidrelétrico, sendo considerados neste contexto os procedimentos relativos à AAI. Esses critérios deverão orientar a sistematização do conhecimento sobre as principais questões socioambientais, a identificação de fragilidades ambientais e de potencialidades econômicas, bem como as principais sinergias e cumulatividades resultantes da implantação da alternativa de divisão de queda selecionada.

Estão, assim, expostos os principais elementos para se discutir a questão do planejamento integrado da Amazônia. De um lado, a necessidade imperativa de se definirem os rios a preservar e, de outro, os estudos da AAI contrapondo as fragilidades ambientais às potencialidades econômicas à luz dos efeitos cumulativos de um programa hidrelétrico na escala de uma bacia hidrográfica.

Sob este aspecto, fica evidente que há uma enorme distância de enfoque entre essas proposições. A primeira trata de um ativo ambiental a preservar, o livre correr e pulsar de um rio e suas consequências na criação e manutenção de diversas formas de vida e, neste sentido, refere-se a uma potencialidade ambiental, e a segunda

analisa a questão ambiental pelo lado de suas fragilidades *vis-à-vis* as potencialidades econômicas, isto é, pela vertente da mitigação dos impactos.

Como observado inicialmente, se há, sob a perspectiva de integridade dos ecossistemas aquáticos amazônicos, a necessidade de se diferenciar a discussão da sustentabilidade da geração hídrica em longo prazo, é preciso aproximar a distância entre as perspectivas econômicas e socioambientais ao prover equidade no tratamento entre os potenciais econômico e socioambiental. Nesse sentido, é preciso refletir sobre a escala adequada da bacia hidrográfica sobre a qual esta visão abrangente de riscos e oportunidades deve se desenrolar. E é preciso, acima de tudo, entender que o programa hidrelétrico gerado pela melhor partição de queda, ou seja, aquele de equilíbrio entre os custos de implantação, benefícios energéticos e impactos socioambientais, não pode se manter imune nem imparcial a uma eventual redução do seu escopo se o ativo socioambiental corre risco de ser comprometido pelo seu efeito cumulativo.

Mas antes disso, é preciso se aprofundar na análise de casos práticos de aplicação da AAI na Amazônia, com o objetivo de conhecer o potencial dessa ferramenta na tomada de decisão de investimentos, em particular de sua localização, na escala adequada de uma bacia hidrográfica.

Síntese metodológica de uma Avaliação Ambiental Integrada (AAI)

Para descrever sucintamente a metodologia de uma AAI, tomou-se como base a sua elaboração na bacia hidrográfica do rio Tapajós, a mais importante das bacias amazônicas brasileiras em termos de potencial hidrelétrico.

Nesse caso, optou-se por uma AAI para a sub-bacia do rio Teles Pires¹ e outra para a do rio Juruena,² ambos formadores do rio

1. Esta avaliação metodológica tem como base o “Sumário executivo da avaliação ambiental integrada da bacia hidrográfica do rio Teles Pires”. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

2. Idem para os “Estudos de inventário hidrelétrico da bacia do rio Juruena”. Relatório final. Avaliação ambiental integrada da alternativa selecionada. Tomos 1, 2 e 3. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

Tapajós, restando por se tornar público o estudo daquela formada pelo rio Tapajós propriamente dito e seu tributário, o rio Jamanxin. Essa decisão de fatiar a bacia do Tapajós propicia a oportunidade de discutir em que nível uma avaliação de impactos cumulativos deve ser desenvolvida. Da forma como foi feito, isto é, em uma escala de sub-bacia de interesse do planejamento hidrelétrico, reduz-se consideravelmente o potencial de cumulatividade dos impactos, particularmente daqueles que se referem aos recursos hídricos e os ecossistemas aquáticos.

Embora o cenário ideal para uma análise integrada fosse o da bacia hidrográfica amazônica como um todo, restrições de ordem prática, tais como a falta de um ator político relevante nessa escala, a insipiente articulação das instituições nacionais responsáveis pela gestão hídrica nessa bacia transnacional e a heterogeneidade do grau de informação disponível em cada país acabam encaminhando a análise de cumulatividade para o contexto nacional. De qualquer forma, deveria ser considerada a realização de avaliações integradas, pelo menos para o primeiro nível de uma bacia hidrográfica brasileira, segundo a Resolução 30, de 11 de dezembro de 2012, do Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), no caso a bacia do rio Tapajós como um todo.

A metodologia da AAI envolve três etapas: caracterização socioambiental, avaliação ambiental distribuída (AAD), que inclui a análise de conflitos, e a AAI propriamente dita em cujo fecho se encontram

diretrizes orientadas para a atuação dos agentes do setor elétrico, com vistas à realização dos estudos de viabilidade, dos EIA e do processo de licenciamento ambiental de cada aproveitamento selecionado, e as recomendações para os demais atores intervenientes na sub-bacia, com o intuito de contribuir para a atuação de cada um deles à luz dos princípios do desenvolvimento sustentável.³

3. Página 15 do Tomo 3/3 dos “Estudos de inventário hidrelétrico da bacia do rio Juruena”. Relatório final. Avaliação ambiental integrada da alternativa selecionada. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

Na etapa da AAD, avalia-se a sensibilidade dos recursos hídricos e ecossistemas aquáticos, do meio físico e ecossistemas terrestres e da socioeconomia, que são considerados componentes-síntese da AAI em compartimentos sub-regionais definidos através de variáveis capazes de identificar as similares geográficas, emanadas dos domínios das geoformas e dos grandes domínios florestais, ou por sub-bacias de ordens inferiores (caso dos recursos hídricos e ecossistemas aquáticos) para facilitar a análise e interpretação das fragilidades e potencialidades por componente-síntese e compartimento. A participação pública ocorre somente após a AAD e é vista como uma oportunidade de se obter em insumos para o desenvolvimento da etapa seguinte.⁴

Toda a lógica é fundamentada na abordagem de fragilidades e potencialidades em uma combinação entre impactos potenciais do conjunto de empreendimentos sobre indicadores locais (sensibilidade por compartimento), sendo que as potencialidades se referem exclusivamente ao componente da socioeconomia.

Cenários futuros são idealizados por um “Cenário tendencial com hipótese de desenvolvimento sustentável”, no qual são avaliadas as fragilidades e potencialidades ainda sem a implantação dos empreendimentos hidrelétricos previstos. À luz do conjunto de empreendimentos, são, então, estimados e avaliados os impactos positivos e negativos, por componente-síntese, e apontados os efeitos cumulativos e sinérgicos do referido conjunto. Com a estimativa dos impactos provenientes da implantação dos empreendimentos disponíveis, prospectam-se as fragilidades e potencialidades futuras, sob a mesma premissa de que o espaço da análise vai se desenvolver de forma sustentável, no denominado Cenário Dirigido. E, para garantir a consistência da “hipótese de desenvolvimento sustentável”, apresentam-se ao final da AAI, como já mencionado anteriormente, diretrizes setoriais e recomendações amplas “dirigidas” a outros setores e a diferentes níveis de governo.

4. Página 8 do “Sumário executivo do relatório final da AAI da bacia hidrográfica do rio Teles-Pires”. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

Enfim, como ambos os cenários futuros, o tendencial e o dirigido, se desenvolvem em “espaços otimizados”, os conflitos existentes no cenário de partida tendem a se atenuar, assim como as diferenças entre os cenários sem e com os empreendimentos. Em outras palavras, se todas as diretrizes e recomendações que fazem parte da hipótese que baliza as projeções futuras se tornarem realidade, não há mais com o que se preocupar em termos de impactos dos empreendimentos, particularmente daqueles que contam com uma institucionalidade local fragilizada, caos fundiário, déficits sociais elevados, baixo capital humano, ilegalidades na exploração dos recursos naturais e apropriação de terras, desintegração econômica e logística, falta de informações biológicas, ecológicas e hidrológicas etc., todas estas preocupações muito latentes na fronteira amazônica do presente.

Portanto, na lógica da AAI a responsabilidade pela consecução da hipótese de desenvolvimento sustentável regional que amortece boa parte dos impactos cumulativos potenciais sobre o meio físico e os ecossistemas terrestres, assim como sobre a socioeconomia – neste caso, potencializando também os impactos positivos –, é amplamente compartilhada com outros setores do governo federal e em diferentes níveis de governo, além do próprio Estado brasileiro.

Considerando-se que a AAI da bacia hidrográfica do rio Teles Pires tornou-se pública há quase sete anos, e que a do rio Juruena já é realidade há mais de três, não se vê um avanço significativo em boa parte das diretrizes e recomendações que fazem parte dessas avaliações. Isso supostamente se deve ao grau de complexidade política do que se propõe e da forma como se propõe, ou seja, simplesmente através de um estudo setorial, não muito difundido ou debatido na sociedade civil e sem qualquer caráter vinculante ou ação de monitoramento ou estímulo para sua efetivação. Para exemplificar as dificuldades supramencionadas, seguem alguns dos pressupostos para a sub-bacia do rio Teles Pires:⁵

5. Capítulo 10. Diretrizes e recomendações. Sumário executivo do relatório final da AAI da bacia hidrográfica do rio Teles Pires.

- Estimular o desenvolvimento de programas de conservação e recuperação da vegetação ciliar, considerando a manutenção do equilíbrio ambiental e das condições de conservação do solo e da qualidade dos corpos d'água da bacia do rio Teles Pires;
- Estimular a elaboração de programas destinados à adequação das finanças públicas municipais e fortalecimento institucional, considerando as novas receitas advindas dos repasses decorrentes da implantação de grandes empreendimentos hidrelétricos e a necessária melhoria da gestão e governança municipal;
- Estimular o estabelecimento de um programa de ações conjuntas para o ordenamento das formas de uso do solo na bacia;
- Estimular a articulação entre os agentes intervenientes na bacia do rio Teles-Pires, destinada à implantação de sistemas de saneamento básico em seu território;
- Estimular a instituição de programa de pagamento por serviços ambientais relativos à cobertura vegetal e proteção e conservação da água;
- Realizar estudos complementares da relação da população indígena com o rio Teles Pires.

Esta recomendação justifica-se pelas características culturais e de sobrevivência específicas do contingente indígena do norte do estado de Mato Grosso e sudoeste do estado do Pará, que incluem, entre outros, o uso do rio Teles Pires e seus tributários para navegação e pesca, atividade que se constitui na principal fonte de alimentação da população indígena.⁶

Nos recursos hídricos e ecossistemas aquáticos, sobre os quais os impactos negativos cumulativos atingem seus níveis mais altos, vale a pena ressaltar que o raciocínio mencionado anteriormente não se aplica. Uma melhora hipotética nas condições regionais de contorno (*enabling conditions*), em especial, na governança, economia e cidadania, não corrobora de maneira significativa na atenuação de impactos sobre este componente. Isso significa que

6. Página 62 do sumário executivo do relatório final da AAI da bacia hidrográfica do rio Teles Pires.

os prejuízos para espécies migratórias ou àquelas que dependem de *habitats* específicos a serem perdidos, seja pela fragmentação do ambiente aquático ou pela inundação de seu *habitat*, dependem em muito menor grau de tais condições. Isto porque os impactos sobre os recursos hídricos e os ecossistemas aquáticos têm uma relação física direta com o tipo de empreendimento, e acontecerão simplesmente com o barramento dos rios, que não são, em muitos casos, sequer mitigáveis.

Por outro lado, chama a atenção de quem lê os relatórios a falta de informação sobre os recursos hídricos e os ecossistemas aquáticos, e como este fato poderia afetar a qualidade da avaliação. Tal fato fica claro pelo grande número de diretrizes voltadas para a melhoria da qualidade da informação sobre este componente, como se pode ver na relação abaixo:⁷

- Desenvolvimento de estudos e pesquisas

Justificativa

O desenvolvimento dos estudos de inventários e da própria AAI demonstrou lacunas de conhecimentos sobre aspectos ambientais importantes que requerem estudos e pesquisas objetivando que as ações preventivas, mitigadoras ou compensatórias possam ser delineadas com maior precisão. Muitas dessas pesquisas requererão sistemas de monitoramentos periódicos que deverão conformar uma rede abrangente da bacia, a ser implantada progressivamente quando da viabilização dos aproveitamentos. Por essa razão, é necessária, previamente, a concepção dessa rede para a bacia, de modo que cada empreendedor se insira nessa concepção global de gerenciamento.⁸

7. Capítulo 7, Diretrizes e recomendações. In: “Estudos de inventário hidrelétrico da bacia do rio Juruena”, Tomo 3/3. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

8. Página 178 do capítulo 7 supramencionado.

Escopo

- Estudos de vazões, qualidade da água e transporte de sedimentos.
- Complementação de informações existentes e estudos da ictiofauna compreendendo caracterização da diversidade ictiofaunística da bacia, estudo dos movimentos migratórios de peixes na bacia e conservação e desenvolvimento da ictiofauna.⁹
- Gestão e monitoramento de ecossistemas aquáticos:

Os peixes da bacia do rio Juruena carecem de estudos taxonômicos, além de inventários das espécies de peixes detalhados ao longo de toda a bacia, composta por numerosos e importantes rios dentro do estado de Mato Grosso.¹⁰

- Análise de soluções para a conservação da ictiofauna.

Justificativa

Um levantamento dos peixes da bacia é necessário para avaliação de sua diversidade, distribuição das espécies, grau de endemismo e impactos sobre a ictiofauna, visando a adoção de medidas adequadas à sua preservação, sobretudo em face das barreiras impostas por novas UHEs. São necessários estudos nos tributários inseridos nas bacias dos reservatórios para a compreensão do papel dos trechos livres de barramentos para a ecologia dos peixes da bacia.¹¹

9. Página 180, do capítulo 7, Diretrizes e recomendações. In: “Estudos de inventário hidrelétrico da bacia do rio Juruena”, Tomo 3/3, onde se destaca que “a instalação de reservatórios impõe profundas restrições ao fluxo migratório e ao processo reprodutivo de diversas espécies, comprometendo a integridade do patrimônio genético da ictiofauna da bacia”.

10. Página 180 do capítulo 7 supramencionado.

11. Página 181 do capítulo 7 supramencionado.

Resultados práticos de uma AAI: Caso Tapajós

Embora a acumulação de mais de quarenta projetos tenha sido analisada na AAI das duas sub-bacias que formam o rio Tapajós e com todas as limitações de informação disponível, não há qualquer menção a um possível descarte de projetos de alto impacto, que era o que se esperaria de uma avaliação de impactos sinérgicos e cumulativos, à luz dos elevados riscos identificados sobre os recursos hídricos e os ecossistemas aquáticos. A justificativa principal de aceitação plena do conjunto de projetos recai sobre valores médios de impacto cumulativo dos três componentes-síntese, sendo que, para dois deles, como vimos, os resultados são enviesados por um cenário futuro que minimiza o impacto negativo sobre o meio físico e os ecossistemas terrestres e maximiza o impacto positivo sobre a socioeconomia.

Dessa forma simplista, em um cenário futuro idealizado por terceiros e sem um limite superior claro que dê conta do risco cumulativo inerente ao conjunto de intervenções, a metodologia adotada pela AAI não agrega muito para uma tomada de decisão socioambiental ponderada e segura acerca de investimentos hidrelétricos no espaço amazônico. Seu valor resume-se a explicitar necessidades setoriais e regionais traduzidas por diretrizes e por um padrão de desenvolvimento sustentável regional que só se tornaria realidade a partir da efetiva implantação das recomendações gerais que lhe dão sustentação.

Planejamento Sistemático da Conservação (PSC)

Segundo Margules e Pressey (2007), a realização de objetivos de conservação requer estratégias de gerenciamento de paisagens inteiras, incluindo-se áreas tanto para a produção, como para a proteção. Reservas não são por si só suficientes para a conservação da natureza, mas elas representam a base sobre a qual estratégias regionais são construídas. Reservas representam dois papéis principais: devem ser uma amostra representativa da biodiversidade de

cada região e precisam proteger esta biodiversidade de processos que ameacem sua persistência.

O sistema de áreas protegidas ao redor do mundo contém uma amostra distorcida da biodiversidade, usualmente aquela representada por lugares remotos e outras áreas que não são aptas para uso comercial. Uma abordagem mais sistemática para localizar e projetar reservas vem evoluindo e precisará ser implantada, caso se pretenda que uma grande porção da biodiversidade remanescente exista em um futuro com um número crescente de pessoas e suas demandas por recursos naturais.

O PSC é a alternativa metodológica mais adequada para colocar o ativo socioambiental no mesmo patamar do ativo econômico em caso de desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia. Trata-se de definir áreas e rotas prioritárias de conservação que garantam uma amostra representativa, eficiente, funcional e resiliente da diversidade biológica na escala da bacia hidrográfica e que, portanto, devem ser preservadas no futuro. O raciocínio é o de uma engenharia reversa em relação à AAI, pois se parte de um cenário plausível para o futuro da conservação da bacia para se caminhar de forma retroativa para se avaliar o que se quer desenvolver no horizonte de planejamento e como esta decisão afetaria o futuro desejável.

Riveros et al. (2010) descrevem o desenvolvimento de uma visão ecológica da Amazônia utilizando uma abordagem de planejamento sistemático de conservação. Esta priorização em grande escala baseou-se nos princípios de representação, possibilidade de substituição, funcionalidade, flexibilidade, vulnerabilidade e conectividade. A metodologia se baseia em uma relação econômica de benefício (oportunidade) e custo (risco) e encerra três etapas: a definição de objetos e metas, o mapeamento de oportunidades e riscos e a “melhor solução de conservação”.

No caso da Amazônia, as oportunidades são representadas pelo sistema atual de unidades de conservação (UCs) e terras indígenas (TIs), avaliando-se a pertinência de que algumas áreas, como as unidades de proteção integral, sejam obrigatoriamente parte da solução final, sendo que o mesmo raciocínio se aplicaria a territórios

indígenas de povos que decidam por sua integridade. O mapeamento dos riscos é uma consequência da evolução espacial das ações antropogênicas na bacia e incluem, por exemplo, o avanço da fronteira agropecuária, as redes viárias, os projetos de exploração mineral e energética, a exploração madeireira, a rede de centros urbanos etc. A chamada capa de custos (riscos) do sistema de informações geográficas que um PSC requer utiliza um protocolo de integração entre os impactos humanos e a integridade ecológica, conhecido como índice de risco ecológico (IRE), cuja principal referência é Mattson e Angermeier (2006).

Tecnicamente, a busca da “melhor solução de conservação” se baseia em um software chamado MARXAN,¹² desenvolvido por Ball e Possingham (2002), que gera milhões de interações. São combinações de unidades de planejamento da bacia (microbacias, no caso), nas quais estão gravados atributos de interesse da conservação e/ou do desenvolvimento.

As interações são balizadas pelas oportunidades e custos de conservação, isto é, valorando-se ao máximo o sistema atual de UCs e Tis e evitando-se, quando possível, os riscos da proximidade com a fronteira econômica, representados pelo mapeamento do índice de risco ecológico. Ao final do processo, chega-se a um conjunto de áreas prioritárias de conservação que atende de forma eficiente as metas de conservação de uma amostra representativa da biodiversidade regional, a um menor custo possível. O atendimento dessas metas pode exigir um conjunto de áreas insubstituíveis, isto é, ecossistemas terrestres e aquáticos, *habitats*/espécies, que dependem de áreas para as quais não há qualquer flexibilidade.

A visão do futuro, representada por áreas prioritárias de conservação geradas pela “melhor solução”, deve ser complementada pela análise da necessidade de uma conectividade hidrológica longitudinal entre ecossistemas aquáticos prioritários (rios ou segmentos de rios livres) de interesse de espécies migratórias ou de *habitats* aquáticos

12. Disponível em: <www.uq.edu.au/marxan/index.html?page=77654>.

específicos que dependem da conectividade lateral, ou seja, do pulso natural do rio (lagoas marginais, por exemplo).

Assim como na AAI, o PSC também enfrenta limitações decorrentes das restrições de informações sobre a diversidade biológica na Amazônia, particularmente em recursos hídricos e ecossistemas aquáticos. Mas, para isso, Thieme et al. (2007) propõem o uso da heterogeneidade dos ecossistemas terrestres e aquáticos como um substituto da biodiversidade, complementando-se com registros de pesquisas de campo *habitat* de espécies de distribuição restrita ou ameaçadas que vão representar a amostra representativa e funcional de conservação do futuro da bacia.

Mais do que o resultado do trabalho em si, traduzido em uma visão ecológica regional, trata-se de lançar mão de uma ferramenta de apoio à decisão de interesse de um diálogo social entre os diversos atores preocupados com o desenvolvimento sustentável da hidreletricidade e com o futuro da Amazônia. São também considerados os elementos intrínsecos ao desenvolvimento do sistema elétrico: diversificação e segurança energética, gerenciamento da demanda, modernização tecnológica, integração regional e boas práticas na tomada de decisão e governança.

Em relação à AAI, a grande vantagem da metodologia do PSC é a existência de um limite superior para os impactos cumulativos, uma visão de conservação definida com base em informação científica e de forma transparente. Isso garante elementos técnicos para uma tomada de decisão política informada e qualificada em relação ao grau de intervenção futura nos rios amazônicos e suas consequências para a diversidade da vida e da cultura na região.

Medidas de adaptação às mudanças climáticas

Clima na Amazônia

Segundo Jenkins et al. (2013), a bacia amazônica é um componente chave do sistema climático global. Ainda que um completo en-

tendimento da variabilidade climática da Amazônia permaneça impreciso em razão da ausência de dados históricos, um de seus aspectos climáticos mais notáveis é a ocorrência de secas, caracterizadas por um longo período de chuvas abaixo do normal, cuja frequência e intensidade têm previsão de aumentar em um clima mais quente. Apesar dos efeitos nos ecossistemas amazônicos, os registros de seca para essa região são esparsos ou inexistentes, e os registros mais antigos são qualitativos e de intensidade e duração desconhecidas.

De acordo com Marengo (2013), a seca é um fenômeno que já faz parte da história da Amazônia. Indicadores paleoclimáticos sugerem a ocorrência de secas na região há milhares de anos. Na história recente da bacia amazônica, grandes secas têm sido detectadas, entre elas citam-se as de 1912, 1925, 1964, 1980, 1983, 1997/1998, 2005 e 2010. Em geral, as suas causas têm sido associadas à variabilidade interanual nos padrões de circulação e temperatura de superfície do mar nos oceanos Pacífico e Atlântico tropicais, decorrentes, principalmente, de oscilações naturais. Porém, novos estudos já começam a discutir a possibilidade de influência humana nas secas, seja por meio dos impactos do desmatamento regional ou do efeito das queimadas, que tendem a alongar a estação seca e a atrasar o início da estação chuvosa na Amazônia.

De qualquer forma, segundo Piedade et al. (2013), as previsões do IPCC AR4 (2007) sobre a precipitação na Amazônia são pouco precisas. Resultados das simulações indicam que, na parte ocidental, o total de precipitação pode aumentar, diminuindo na parte oriental. Além disso, elas indicam que ocorrerá uma maior sazonalidade na precipitação, com eventos interanuais de secas e chuvas extremas (fortes eventos El Niño e La Niña), intercalados por períodos secos como os que ocorreram em 2005 e 2010, além de pancadas de chuvas pesada mais frequentes (COX et al., 2008; MAHLI et al., 2008 e 2009).

Segundo Borma e Nobre (2013), há de se considerar ainda a importância do atual equilíbrio dinâmico decorrente do balanço hídrico e térmico da região amazônica na disponibilidade de

recursos hídricos em outras áreas da América do Sul, incluindo tanto o território brasileiro como a região Norte da Argentina. Há décadas, pesquisas relevantes vêm demonstrando que, do total de vapor d'água que entra na região amazônica, 40% saem dos limites daquela região, provocando um aumento no transporte de umidade e, possivelmente, influenciando o volume de precipitação de outras regiões da América do Sul. Assim, qualquer alteração na frequência de eventos extremos da Amazônia poderá impactar essas regiões.

Medidas de adaptação do SEB às mudanças climáticas

Apesar das inúmeras incertezas que cercam as projeções de cenários com mudanças climáticas, e dado o alto risco envolvido, é preciso agir. Como observado anteriormente, a questão da mitigação de emissões não é a questão prioritária do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), exceto no caso de potenciais impactos indiretos no uso do solo decorrentes do avanço hidrelétrico na Amazônia. Por outro lado, considerando-se que o potencial hídrico nacional remanescente encontra-se na planície amazônica, onde a viabilidade de usinas com reservatórios plurianuais é limitada pelo relevo regional e há a necessidade de se preservar o capital ambiental e cultural da região, a questão central a ser respondida é como um setor tão dependente de recursos hídricos pode se adaptar às mudanças climáticas sem comprometer seu baixo nível de emissões e sua competitividade.

Ainda na linha de incertezas decorrentes da falta de informações e da variabilidade de resultados dos modelos de projeção das mudanças climáticas, particularmente em escalas menores, o SEB deveria, como premissa para fundamentar uma política de adaptação, investir em um sistema de informação, conhecimento e monitoramento das mudanças climáticas regionais, voltado para seus interesses. Tal sistema poderia, no caso da Amazônia, agregar instituições e interesses de outros países amazônicos cujo futuro também depende do potencial hídrico remanescente na região. O desenvolvimento de um sistema com estas características, que sirva de guia para a constru-

ção de cenários e prováveis ciclos de eventos climáticos extremos, encerra um ferramental importante para incorporar a questão das mudanças climáticas no planejamento energético.

Na linha de ações específicas de adaptação a mais relevante delas é apoiar a busca de tecnologias que reduzam a intensidade energética da economia brasileira, bem como políticas focadas em setores de maior valor agregado. Mas a perspectiva que se coloca não é muito favorável. Segundo Newborne et al. (2014), enquanto de 1990 a 2010 a intensidade energética do Brasil crescia (mais energia por unidade de produto era demandada), a dos demais países da América Latina e Caribe, assim como a dos países de renda média no mundo, se reduzia. Isso quer dizer que estes se tornavam, em termos relativos, mais “eficientes” do que o nosso país.¹³

Tal fato se reflete também no horizonte do Plano Nacional de Energia 2030, onde, apenas a partir de 2025, a intensidade energética do Brasil deve iniciar sua trajetória de decréscimo. Em outras palavras, o país está caminhando na direção oposta daquela definida pela iniciativa “Energia sustentável para todos”,¹⁴ cujos objetivos a serem alcançados em 2030 são:

- Assegurar acesso universal aos serviços de energia;
- Dobrar a taxa global de incremento na eficiência energética;
- Dobrar a participação de energia renovável na matriz global.

O indicador que emula o segundo objetivo implica dobrar a taxa de redução da intensidade energética dos países, ou seja, partir em 2010 de uma redução de 1,3% a.a. para alcançar 2,6% a.a. em 2030.

Embora a questão da intensidade energética seja um tema amplo e complexo, não há aparentemente uma razão clara para

13. Brasil: 5,5 MJ/\$2005 PPP, LAC 5,6 MJ/\$2005 PP. Países de renda média: 9,7 MJ/\$2005 PPP (Fonte: IEA/WDI).

14. Para mais informações da iniciativa da qual o Brasil detém posições de destaque tanto no Conselho Consultivo como no Comitê Executivo, ver: <www.se4all.org/>.

que o país não ingresse em um círculo virtuoso de sua redução a partir da introdução de maior valor tecnológico e de conhecimento aos seus produtos e serviços, a não ser por um efeito de inércia no horizonte de planejamento devido principalmente a decisões de investimento na expansão de indústrias de capital ou energia intensiva. De qualquer forma, à luz do risco das mudanças climáticas, e por ser a alternativa mais atrativa em tempo de realização e retorno do investimento, esta deve ser a principal prioridade do país.

A diversificação da matriz elétrica brasileira, que está em curso com o notável avanço da energia eólica, consubstancia outra medida relevante de adaptação do setor às mudanças climáticas. O incremento da participação de outras fontes renováveis no horizonte do PDE 2022, com a consequente redução na dependência da fonte hídrica, proporciona, em tese, o incremento da resiliência climática do sistema pela complementariedade de um conjunto mais diferenciado de fontes renováveis na matriz, incluindo-se aí a hídrica de vários portes, eólica e biomassa.

Mas a grande ausência neste momento é sem dúvida uma política mais agressiva de geração solar distribuída. Não necessariamente como parte de uma política de diversificação da matriz brasileira, mas sobretudo como o estímulo à criação de uma cidadania elétrica que inclua o cidadão como parte da solução do desafio que se coloca sobre o país e o SEB: dispor de um sistema mais eficiente, ao mesmo tempo que este se expande sem comprometer seu caráter de energia limpa, competitiva e segura sob a perspectiva das mudanças climáticas.

Além do mais, a geração solar distribuída pode servir também de atenuante de picos de demanda relacionados ao consumo de energia de aparelhos de refrigeração. Isso quer dizer que a mesma onda de radiação solar que provoca o aumento de consumo pode ajudar no atendimento desta demanda instantânea.

Em relação à geração hídrica em longo prazo no Brasil, a medida de adaptação climática mais atrativa é a integração energética amazônica, última grande fronteira hidrelétrica sul-americana.

Segundo Castro et al. (2009), a bacia amazônica, maior bacia hidrográfica do mundo, estende-se pelos territórios do Brasil, Bolívia, Peru, Equador, Colômbia e Venezuela e é cortada pela linha do Equador, o que ocasiona dupla captação das cheias de verão: de novembro a abril no hemisfério Sul e de maio a outubro no hemisfério Norte. Esse duplo regime de chuvas na bacia confere uma importante complementaridade hidrológica à região.

Algumas premissas de políticas energéticas devem ser assumidas inicialmente para o desenvolvimento da integração energética. Ainda de acordo com Castro et al. (2009), estas seriam:

- Assegurar o desenvolvimento energético sustentável e, por conseguinte, a segurança e a eficiência do abastecimento energético e a proteção do patrimônio natural, mediante a exploração racional das fontes e de consumo eficiente de energia;
- Projetar mecanismos de cooperação que permitam aprofundar a integração da infraestrutura regional;
- Institucionalizar, fortalecer e dar coerência entre si e aos diversos mecanismos de cooperação energética regional;
- Complementar os sistemas almejando, como meta final, a livre circulação de produtos e serviços energéticos.

Segundo Sanchez (2006), a integração energética pode avançar até a integração plena de mercados mediante um enfoque de complementaridade. O bilateralismo pode ser potencializado como construtor do multilateralismo, dinamizando a integração e abrindo possibilidade de interconexão a terceiros países. O planejamento conjunto deverá construir progressivamente um marco institucional e normativo que oriente a integração energética.

Enfim, uma maior abrangência de uma rede de transmissão multinacional envolvendo os países amazônicos, os andinos em um primeiro momento e depois a interconexão desses ao SEB e finalmente aos países do Arco Norte, onde a complementariedade hidrológica alcançaria o seu gradiente máximo, consubstancia

uma medida de aumento da resiliência às mudanças climáticas do sistema hídrico regional como um todo.

Nesse contexto amazônico mais amplo, cabem também discussões sobre o risco de depender de alguns poucos projetos muito grandes, em vez de uma extensa e mais populosa rede de projetos médios e, portanto, climaticamente mais resiliente. Esses questionamentos devem ser abordados junto à própria discussão, acerca da necessidade de um planejamento integrado na Amazônia que leve em conta rios a preservar e instrumentos de seleção de localização de usinas, que incorporem também cenários regionais de mudanças climáticas, todas as temáticas tratadas a seguir.

Considerações finais

Em síntese, este capítulo aponta para dois fatores estratégicos que devem marcar o horizonte em longo prazo da geração hídrica no Brasil: de um lado, a Amazônia e seu futuro, e, de outro, a necessidade do SEB de se adaptar às mudanças climáticas. Estes fatores não são mutuamente excludentes, pois o próprio futuro da Amazônia influenciará e será influenciado pelas mudanças climáticas regionais. As recomendações buscam atender a todas estas direções, a saber:

- A expansão hídrica na Amazônia deve se orientar por um diálogo social em torno de uma proposta de planejamento integrado em nível de bacia hidrográfica, que defina áreas prioritárias de conservação e rios a preservar. Idealmente, tal planejamento deveria abranger a bacia amazônica como um todo e, minimamente, a bacia amazônica brasileira, em uma visão de conservação e desenvolvimento à luz de cenários climáticos regionais para consolidação de um plano nacional de conservação da Amazônia, de interesse compartilhado com a gestão integrada da bacia, e da geração hídrica regional em longo prazo (2050);

- Os projetos hidrelétricos selecionados a partir da convergência social sobre uma visão do futuro da bacia amazônica, como descrito anteriormente, além de atenderem as melhores práticas de consulta livre, prévia e informada dos povos afetados por estes projetos, devem ser precedidos de medidas antecipatórias que preparem a região para receber tais projetos, minimizando, assim, a intensificação de conflitos locais latentes sobre a exploração dos recursos naturais e os custos de implantação dos projetos, além de potencializarem na forma mais adequada o desenvolvimento institucional, socioambiental e econômico da região;
- Além de questões mais abrangentes que ajudariam no incremento da resiliência do SEB às mudanças climáticas, tais como um círculo virtuoso de menos intensidade energética na sua produção de bens e serviços, a diversificação de sua matriz de fontes renováveis e uma rede cidadã de geração distribuída solar, este trabalho propõe, de forma específica, que se promova a integração elétrica na Amazônia, não só como uma alternativa de complementariedade hidrológica de interesse de todos aqueles que se unirem, mas principalmente como uma estratégia de adaptação regional às mudanças climáticas que privilegie uma redução na dependência de alguns grandes projetos hidrelétricos em prol de uma rede mais extensa e populosa de projetos médios;
- Finalmente, a viabilização das recomendações anteriores que buscam diminuir riscos na cadeia de eventos amazônicos e climáticos desfavoráveis ao setor requer o desenvolvimento de um sistema de informação, conhecimento e monitoramento das mudanças climáticas de interesse do sistema elétrico brasileiro e uma revisão nos seus procedimentos de planejamento em longo prazo.

Referências

- AYRES M. J. et al. Mamirauá. The conservation of biodiversity in an Amazonian Flooded Forest. In: PADOCK, C. et al. *Advances in Economic Botany*. The New York Botanical Garden Press. v. 13, 1999.
- BALL, I. R.; POSSINGHAM, H. P. *Spatial conservation prioritisation: Quantitative methods and computational tools*. Oxford, 2009.
- BORMA, L. S.; NOBRE, C. A. *Secas na Amazônia: Causas e consequências*. São Paulo: Oficina de Textos, 2013.
- CASTRO, N. J.; ROSENTAL, R.; FERREIRA GOMES, V. J. A *integração do setor elétrico na América do Sul: Características e benefícios*. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2009.
- CASTRO, N. J. et al. *Expansão do sistema elétrico brasileiro e o potencial hidroelétrico da região amazônica*. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012.
- COX, P.M. et al. Increasing risk of Amazonian Drought due to decreasing aerosol pollution. *Nature*, v. 453, p. 212-216, 2008.
- FINER, M.; JENKINS, C. N. Proliferation of Hydroelectric Dams in the Andean Amazon and implications for Andes-Amazon connectivity. *Plos one* 7. 2012. Disponível em: <www.plosone.org/article/info%3Adoi%2F10.1371%2Fjournal.pone.0035126>. Acesso em: 8 out. 2014.
- IPCC AR4 (Intergovernmental Panel on Climate Change). *The Physical Science Basis, Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.
- IPCC AR5 (Intergovernmental Panel on Climate Change). *The Physical Science Basis, Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report*. Cambridge: Cambridge University Press, 2013.
- IPCC TECHNICAL PAPER VI (Intergovernmental Panel on Climate Change). *Climate Change and Water*. Genebra, 2008.

- JENKINS, C. N. et al. Eventos extremos de seca na Amazônia revelados pelo registro de anéis de árvores. In: *Secas na Amazônia: Causas e consequências*. São Paulo: Oficina de Textos, 2013.
- JUNK, W. J. *The Central Amazon Flood plain: Ecology of a Pulsing System*. Berlim Heidelberg, 1997.
- _____. *Flood pulsing and the linkages between terrestrial, aquatic and wetland systems*. International Association of Theoretical and applied limnology. Stuttgart: Institut für Wasserbau, 2005.
- MME (Ministério de Minas e Energia). *Manual de inventário hidroelétrico de bacias hidrográficas*. Rio de Janeiro: 2007. Disponível em: <www.cepel.br/ManualInventario07/Manual_inventario_port.pdf>. Acesso em: 13 jun. 2013.
- MAHLI, Y. et al. Climate change, deforestation, and fate of the Amazon. *Science*, v. 319, p. 169-172, 2008.
- MARENGO, J. A. Prefácio. In: *Secas na Amazônia: Causas e consequências*. São Paulo: Oficina de Textos, 2013.
- MARGULES, C. R.; PRESSEY, R. L. *Systematic Conservation Planning*. *Nature* 405. 2000. Disponível em: <www.montana.edu/hansen/documents/labslides/lec.10.2.pdf>. Acesso em: 8 out. 2014.
- MATTSON, K. M.; ANGERMEIER, P. L. *Integrating Human Impacts and Ecological Integrity into a Risk-Based Protocol for Conservation Planning*. Blacksburg, 2006. Disponível em: <http://biology.kenyon.edu/courses/envs461/Mattson_Kimberly_M.pdf>. Acesso em: 8 out. 2014.
- NEWBORNE, P.; WELHAM, B. *Joining the Grid, Sustainable Energy in Brazil, Case Study report Environment. Development Progress*, ago. 2014. Disponível em: <www.odi.org/sites/odi.org.uk/files/odi-assets/publications-opinion-files/9148.pdf>. Acesso em: 30 out. 2014.
- PIEDADE, M. T. F. et al. Impactos da inundação e seca na vegetação de áreas alagáveis amazônicas. In: *Secas na Amazônia: Causas e consequências*. São Paulo: Oficina de Textos, 2013.

- RAN-1. *Primeiro Relatório de Avaliação Anual do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas (PBMC)*. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <www.insa.gov.br/wp-content/themes/insa_theme/acervo/painelbrasileiro.pdf>. Acesso em: 8 out. 2014.
- RIVEROS, J. C. et al. *Energia sustentável e exploração racional dos rios amazônicos*. III Encontro Latino-Americano Ciências Sociais e Barragens. Belém, 2010.
- SCHAEFFER, R. et al. *Mudanças climáticas e segurança energética no Brasil*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2011.
- SIOLI, H. *The Amazon: Limnology and landscape ecology of a mighty tropical river and its basin*. Series: *Monographiae Biologicae*, v. 56, 1984.
- THIEME, M. et al. *Freshwater conservation planning in data-poor areas: An example from a remote Amazonian basin (Madre de Dios River, Peru and Bolivia)*. 2007. Disponível em: <[www.researchgate.net/publication/222688262_Freshwater_conservation_planning_in_data-poor_areas_An_example_from_a_remote_Amazonian_basin_\(Madre_de_Dios_River_Peru_and_Bolivia\)](http://www.researchgate.net/publication/222688262_Freshwater_conservation_planning_in_data-poor_areas_An_example_from_a_remote_Amazonian_basin_(Madre_de_Dios_River_Peru_and_Bolivia))>. Acesso em: 8 out. 2014.
- TUNDISI, J. G. *Exploração do potencial hidrelétrico da Amazônia*. São Paulo: USP, 2007.
- VAL, A. et al. *Physiology and biochemistry of the fishes of the Amazon*. Manaus: INPA, 1996.

A importância das fontes renováveis de energia elétrica na matriz brasileira

4.

Guilherme de Azevedo Dantas e Rubens Rosental

Enquanto diversos países estão realizando vultosos investimentos em fontes renováveis de energia para amenizar as emissões de gases do efeito estufa, o Brasil já possui uma matriz elétrica predominantemente renovável devido à utilização em larga escala dos recursos hídricos. Porém, nota-se uma crescente redução da capacidade de regularização da oferta hídrica ao longo do ano. Logo, é preciso diversificar o parque gerador nacional, já que o Brasil possui condições de manter sua matriz com predominância de fontes renováveis.

O objetivo deste capítulo é justamente apresentar a importância da energia eólica, da bioeletricidade e da energia solar na expansão do sistema elétrico brasileiro.

Em contraste com a realidade mundial – na qual a necessidade de expansão da oferta de energia elétrica, sujeita às restrições impostas pela necessidade de mitigação das emissões de gases do efeito estufa, torna imperativo investimentos em fontes renováveis de energia –, o Brasil já possui uma matriz elétrica predominantemente composta por geração renovável, devido à grande participação da hidreletricidade na oferta de energia (EPE e MME, 2012a). Entretanto, apesar

de ainda existir um expressivo potencial hidrelétrico remanescente e de sua exploração ser uma prioridade declarada pelos órgãos de planejamento, a diversificação da matriz elétrica brasileira é uma necessidade diante do fato de que cada vez mais a capacidade de regularização da oferta hidrelétrica vem se reduzindo ao longo do ano, devido à impossibilidade de construção de novos reservatórios de grande porte. Logo, não será mais possível atender à carga exclusivamente com base na geração hidrelétrica (CASTRO et al., 2012a).¹

Observa-se, assim, a pertinência da inserção da energia eólica, da bioeletricidade canavieira e da energia solar, na matriz elétrica brasileira, em escalas compatíveis com seus respectivos potenciais. Esta pertinência de uma maior inserção da energia eólica e da bioeletricidade canavieira na matriz advém da intrínseca complementaridade destas fontes em relação ao regime de aflúências. Já a expansão da oferta de energia solar fotovoltaica está relacionada à sua adequação como fonte de geração distribuída.

Embora a motivação para inserção de fontes alternativas e renováveis de energia na matriz elétrica brasileira seja derivada da mudança do paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro, o Brasil possui as potencialidades necessárias para manter sua matriz elétrica com reduzido nível de emissão de gases do efeito estufa em bases competitivas de custos.

Desta forma, a adequada exploração das potencialidades naturais brasileiras não apenas poderá atender a compromissos climáticos que venha a assumir,² como também consiste em um mecanismo de ganho de competitividade por parte da economia brasileira em um contexto de promoção da economia de baixo carbono.³

1. Esta tendência pode ser constatada pelo exame da operação do sistema nos últimos dois anos, onde se verifica o despacho contínuo de um expressivo número de centrais termelétricas.

2. Por exemplo, a exploração destes potenciais contribuirá para o atendimento da Lei 12.187/09 referente à questão climática, sem que isto comprometa a segurança de suprimento e a competitividade da oferta brasileira de energia elétrica.

3. Conforme Castro et al. (2012b), o potencial brasileiro para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em bases competitivas torna o custo da atenuação das emissões de gases do efeito estufa reduzido no Brasil. Logo, o combate às alterações climáticas tende a ser uma

Este capítulo tem como objetivo examinar o processo de transição da matriz elétrica brasileira, enfatizando que existem condições para a matriz permanecer predominantemente renovável. Na primeira parte, é apresentada a mudança de paradigma do parque hidrelétrico. Será relatada a questão da redução da capacidade de regularização da oferta hídrica que resulta na necessidade de diversificação da matriz. Em seguida, o texto trata também da importância da energia eólica e da bioeletricidade como fontes complementares à geração hídrica. Na última parte, o tema é a pertinência do aproveitamento do potencial solar.

A importância da hidreletricidade no sistema elétrico brasileiro

O sistema elétrico brasileiro é baseado em usinas hidrelétricas de grande porte com reservatórios de acumulação⁴ e interligado através de linhas de transmissão de dimensões continentais (D'ARAÚJO, 2009).⁵ Desta forma, o parque hídrico responde por aproximadamente 70% da capacidade instalada brasileira.⁶ Porém, como o parque térmico brasileiro tradicionalmente possui a função de ser um *backup* do sistema, tendo o seu despacho em baixa frequência em anos de hidrologia normal, historicamen-

oportunidade de ganho de competitividade para a economia brasileira, especialmente para indústrias com processos produtivos intensivos em energia elétrica.

4. O objetivo da construção de reservatórios de acumulação é reduzir o impacto da incerteza e da sazonalidade das afluições através do acúmulo de água no período úmido do ano com vistas a ser turbinada no período seco, possibilitando a regularização da oferta de energia hídrica ao longo do ano.

5. A interligação do sistema visa ao aproveitamento das diferenças entre os regimes de afluições das regiões. Desta forma, é possível a redução do risco inerente às energias afluentes e a sua sazonalidade.

6. Ao final de 2012, a potência hídrica totalizava 84.294 MW, respondendo por 67% da capacidade instalada. Considerando a importação da parte paraguaia da Usina de Itaipu, esta participação atinge um valor em torno de 71% (MME, 2013). Porém, nota-se que essa participação vem decrescendo. Por exemplo, em 2007, a mesma participação era de 75% (EPE e MME, 2012b).

te a geração hídrica é responsável pelo atendimento de cerca de 90% da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN).⁷

Essa predominância hídrica permite que o Brasil tenha uma oferta de energia elétrica com preços extremamente competitivos, em nível de geração, e com reduzida intensidade em carbono. Ser detentor de uma matriz com tais características é uma vantagem comparativa para a economia brasileira, sobretudo em um contexto no qual a sustentabilidade, especialmente em termos de economia de baixo carbono, deverá ser uma questão cada vez mais relevante nas agendas política e econômica mundiais.

De acordo com Tolmasquim (2011), o Brasil tem explorado apenas 34% do seu potencial hídrico. Logo, a construção de novas centrais hidrelétricas para o atendimento da demanda crescente por energia elétrica é uma estratégia pertinente enquanto existirem recursos hídricos disponíveis com custos competitivos.⁸ É possível compreender a razão de a política energética brasileira ter a exploração do potencial hídrico remanescente como uma diretriz prioritária (EPE e MME, 2007; EPE e MME, 2012a).⁹

No entanto, a análise do potencial hidrelétrico remanescente indica que tal potencial está concentrado na região Norte, a qual possui uma topografia suave (SOITO, 2011). Em localidades com esta constituição física, não é razoável a construção de grandes reservatórios, pois exigiria o alagamento de grandes extensões

7. O Sistema Interligado Nacional (SIN) responde por mais de 98% e continua em expansão. Nos sistemas isolados, é prática comum a utilização de geração termelétrica para o atendimento da demanda.

8. Este tipo de estratégia já fora adotada em diversos países da OCDE que já exploraram a maior parte de seu potencial. Por exemplo, a Alemanha já utilizou 83% do seu potencial hidrelétrico tecnicamente aproveitável, enquanto que a França utiliza a totalidade dos seus aproveitamentos hídricos (TOLMASQUIM, 2011).

9. Esta política deve considerar as incertezas inerentes à disponibilidade de hidreletricidade no futuro, devido aos possíveis impactos das alterações climáticas. Lucena et al. (2009) analisam os impactos das alterações climáticas sobre as fontes renováveis de energia no Brasil e concluem que, no caso da hidreletricidade, os efeitos seriam negativos, especialmente na região Nordeste. Os autores ressaltam que os resultados do estudo são em função da qualidade dos dados relativos às projeções climáticas.

de terra. Observa-se assim que as usinas que estão sendo construídas e que virão a ser implementadas no bioma amazônico não possuem reservatórios de acumulação (usinas a fio d'água) ou possuem pequenos reservatórios, insuficientes para regularizar a oferta de energia ao longo do ano.¹⁰

Apesar das dificuldades crescentes para obtenção de licenciamento e construção dessas usinas, o processo de aproveitamento do potencial hídrico da região amazônica encontra-se em curso com a construção de usinas nos rios Madeira, Xingu, Teles Pires, entre outros, cabendo destacar o preço extremamente competitivo da energia das centrais que estão sendo construídas.¹¹ Entre as grandes bacias hidrográficas da margem sul do Amazonas, a única que ainda não está sendo explorada é a bacia do Tapajós, mas os estudos para o seu aproveitamento nos próximos anos estão em andamento, precisando superar os inúmeros entraves oriundos da esfera socioambiental.

Portanto, em um horizonte de vinte anos, a maior parte do potencial hídrico econômico e ambientalmente viável já deverá ter sido explorada. Neste cenário, a hidreletricidade continuará detendo uma participação preponderante, embora decrescente, na oferta brasileira de energia elétrica. Conforme EPE e MME (2012a), já em 2021 as centrais hidrelétricas terão uma capacidade instalada de 124 GW. Considerando que a potência instalada total do SIN será de

10. Embora a opção por usinas a fio d'água na planície amazônica represente uma alternativa de menor impacto direto, sob o ponto de vista de área inundada, os desafios socioambientais persistem. Cabe frisar que restrições desta natureza estão presentes em projetos de geração de energia situados em qualquer localidade. Entretanto, no caso de construção de centrais hidrelétricas na região amazônica, as mesmas são potencializadas pelo fato de os rios serem essencialmente de planície com variações hidrológicas sazonais acentuadas, em uma região ecológica, econômica, cultural e geopoliticamente complexa e sensível (CASTRO et al., 2012a).

11. Corrigidos pelo IPCA para valores monetários de junho de 2013, a energia contratada das usinas de Santo Antonio e Jirau, localizadas no rio Madeira, possuem preços de respectivamente R\$ 108,89/MWh e R\$ 95,83 por MWh. Já o preço da energia da usina hidrelétrica de Belo Monte é de R\$ 93,58 por MWh, enquanto que o da usina de Teles Pires é de R\$ 78,27 por MWh. Porém, são preços praticados em leilões. Portanto, tais preços não representam, necessariamente, a viabilidade do projeto, sendo também preciso considerar a parcela de energia disponível para ser comercializada no ACL.

182 GW, verifica-se que a participação hídrica na matriz brasileira tende a permanecer bastante expressiva.

O paradigma operativo do sistema elétrico será, contudo, distinto daquele verificado no século XX. Esta mudança derivará do fato de que a expansão da capacidade de geração hidrelétrica está ocorrendo sem a concomitante expansão da capacidade dos reservatórios. Segundo a EPE e MME (2012a), no período compreendido entre 2012 e 2021, o parque hidrelétrico terá uma expansão de 40%, enquanto a capacidade de armazenamento dos reservatórios crescerá apenas 5%.¹²

Em síntese, o sistema tenderá a ter abundância de oferta hídrica no período úmido, com algumas usinas até mesmo vertendo água. Em contrapartida, no período seco do ano haverá pouca energia devido à limitada capacidade de estocar água. Frente ao crescimento da carga, o corolário inevitável da construção de UHEs sem reservatórios de acumulação será a redução da capacidade de regularização da oferta de energia hidrelétrica ao longo do ano. A **figura 1** permite visualizar claramente como o crescimento projetado da carga não vem acompanhado de um crescimento proporcional da capacidade de armazenagem de energia. Por sua vez, a **figura 2** ilustra o caráter decrescente da capacidade de regularização.

As novas características do parque hidrelétrico brasileiro exigem a sua complementação, especialmente durante o período seco do ano. A complementação do parque hídrico no período seco do ano se tornará ainda mais importante diante da característica sazonal mais acentuada das afluições na região Norte, onde se situam os principais novos aproveitamentos hídricos.

12. A usina hidrelétrica de Belo Monte, único aproveitamento previsto para o rio Xingu, ilustra com perfeição as características da geração hidrelétrica na região amazônica. O ponto onde a usina está sendo construída possui uma vazão média de quase 18 mil m³/s no auge do período úmido (entre março e maio). Porém, sua vazão desce a um valor menor que 1,1 mil m³/s no auge da seca (setembro/outubro), sendo que não existem projetos de reservatórios capazes de regularizar a vazão deste rio, assim como não há planos para a construção de reservatórios capazes de regularizar satisfatoriamente a vazão dos rios Madeira, Tapajós e Teles Pires, que constituem as principais frentes de avanço da fronteira hidrelétrica na Amazônia.

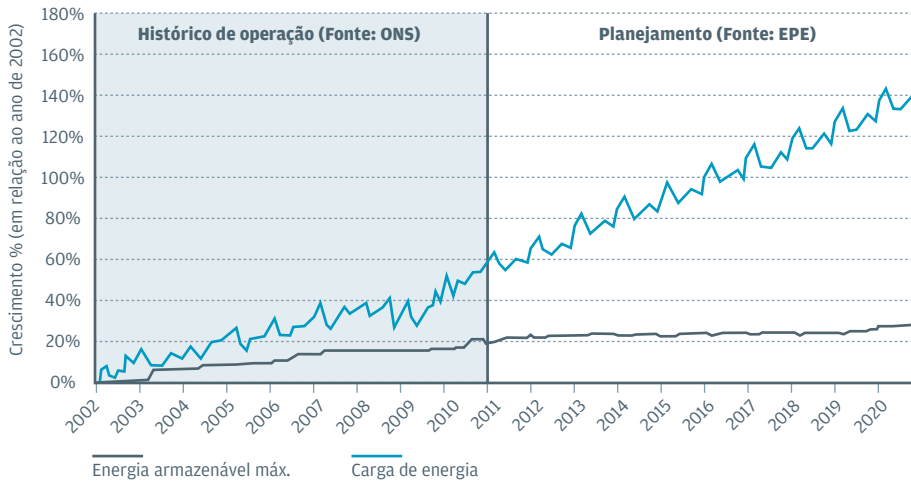


Figura 1:
Crescimento da carga x energia armazenável máxima, 2002-2020

Fonte: EPE (2011).

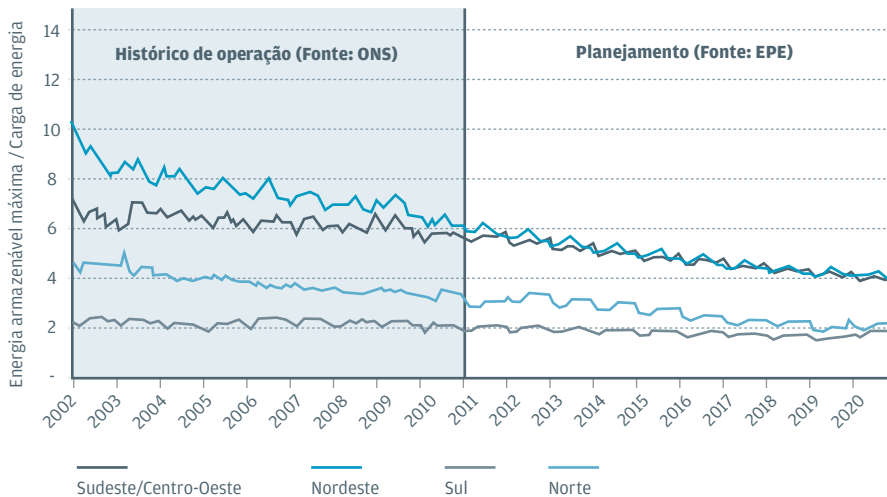


Figura 2:
Evolução da capacidade de regularização, 2002-2020

Fonte: EPE (2011).

Neste sentido, a construção de novas centrais termelétricas movidas a combustíveis fósseis será imprescindível, destacando-se que muitas delas deverão operar na base do sistema durante a estação seca, em contraste com a tradicional função de *backup* energético do sistema que prevaleceu no século XX. Contudo, a energia eólica, a bioeletricidade e a energia solar também deverão exercer importante papel na diversificação da matriz elétrica brasileira. Em seguida, é analisada importância que estas fontes terão na matriz elétrica brasileira no horizonte de 2030.

Energia eólica: Uma fonte estratégica para o Brasil

Nas localidades em que possui maior potencial, a energia eólica é complementar ao regime das afluições.¹³ Logo, consiste em uma relevante alternativa para a expansão da matriz elétrica brasileira. Com um potencial eólico estimado em mais de 300 GW (TOLMAS-QUIM, 2011), é notória a atratividade da implantação de grandes montantes de energia eólica para a segurança do sistema e manutenção do caráter renovável da matriz brasileira.

De acordo com Lopes (2013), o crescimento da potência de geração eólica pode ser visto como um aumento “virtual” da capacidade dos reservatórios. Explica-se: este crescimento diminui o ritmo de deplecionamento dos reservatórios ao longo do período da seca. Desta forma, compreende-se o caráter estratégico que a inserção da energia eólica na matriz representa para a dinâmica de expansão do sistema elétrico brasileiro. A **figura 3** ilustra o caráter inverso da sazonalidade da geração eólica em relação à hidreletricidade.

Atualmente o Brasil possui uma potência eólica instalada de 2.000 MW (Aneel – BIG 2012), sendo que a potência total contratada até 2017 é da ordem de 8.800 MW. Destaca-se que a inserção da fonte eólica na matriz elétrica brasileira vem ocorrendo em bases extremamente competitivas, vide o preço de comercialização atual da ordem de R\$ 100 por MWh (FARIAS, 2013). Esta extrema competitividade da energia eólica advém de uma redução de cerca de 35% do custo do investimento, com o mesmo, passando a ser da ordem de R\$ 3.500 por kW instalado (OLIVEIRA, 2011). Os ganhos de competitividade ocorridos nos últimos anos permitem que a energia eólica no Brasil seja competitiva até mesmo com projetos hidrelétricos de médio porte e são derivados do desenvolvimento da indústria de turbinas eólicas no mundo e no Brasil, associada

13. A sazonalidade dos recursos eólicos é complementar com a das afluições, especialmente nas áreas onde há maior potencial para geração eólica: na região Nordeste e no norte de Minas Gerais, os melhores ventos ocorrem entre junho e novembro, isto é, na época de baixas afluições tanto no Nordeste como no Norte, como no Sudeste e no Centro-Oeste.

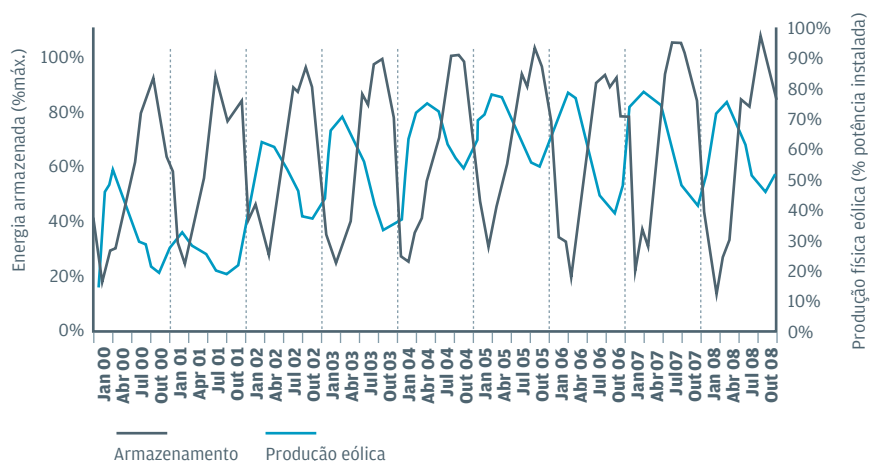


Figura 3:
Complementariedade
entre energia
eólica e hídrica

Fonte: Lopes (2013).

a uma política de desoneração tributária dos equipamentos, das condições de financiamento dadas pelo BNDES e dos incentivos fiscais (NOGUEIRA, 2011).¹⁴

Entretanto, o exato entendimento da competitividade da energia eólica no Brasil requer a análise dos fatores de capacidade dos projetos que estão sendo contratados. Neste sentido, verifica-se que a intensidade e a regularidade dos ventos brasileiros têm possibilitado a contratação de projetos com fatores de capacidade bastante superiores aos verificados internacionalmente. Isto, em parte, se deve à qualidade dos ventos em alguns sítios, sobretudo do Nordeste, que se favorece com os ventos fortes, de velocidade pouco volátil (baixíssima ocorrência de rajadas em alta velocidade) e, além disso, de direção praticamente constante.

Por outro lado, a tendência recente no desenho de parques eólicos favorece a obtenção de altos fatores de capacidade, na medida em que tem se mostrado econômico instalar torres altas (em torno de 100m, por vezes mais), com rotores de grandes dimensões em aerogeradores de capacidade relativamente baixa. Esse tipo de desenho permite a geração à plena capacidade, mesmo com ventos apenas moderados, o que aumenta o fator de capacidade das plan-

14. A crise econômica mundial, ao impactar o mercado de equipamentos para geração eólica, sobretudo na Europa, resultou em uma tendência de baixa nos custos de investimento das eólicas.

tas e torna o projeto financeiramente atrativo, mesmo com uma remuneração relativamente mais baixa para a energia. Em suma, o aumento da dimensão do rotor e da altura da torre representa um investimento adicional pequeno em relação ao aumento da geração de energia.¹⁵

Duas ressalvas precisam ser feitas em relação à forma como a energia eólica vem sendo inserida no sistema elétrico brasileiro. Em primeiro lugar, dado que a energia eólica é irregular e não controlável, a questão do atendimento da ponta do sistema passa a exigir cuidados especiais, sendo imperativo que o parque gerador tenha uma capacidade instalada consideravelmente superior à demanda de ponta. O sistema elétrico brasileiro historicamente tende, em condições normais, a possuir alguma capacidade de reserva devido à necessidade de um parque gerador, essencialmente hidrelétrico, dispor de capacidade instalada, tanto hídrica como térmica, bastante superior à demanda de ponta – o recorde de ponta do SIN em 2011, segundo o ONS, foi de 71 GW para um sistema com 105 GW de capacidade instalada (ONS 2011 e 2012). Porém, no futuro, a diminuição da oferta hídrica das novas usinas a fio d'água na região Norte no segundo semestre tende a tornar o balanço de ponta cada vez mais delicado nesta época do ano (CASTRO et al., 2010a e 2012b). Assim, uma expansão em ritmo acelerado da capacidade instalada eólica, sem uma concomitante contratação de usinas termelétricas ou de aumento de capacidade de hidrelétricas existentes em cascatas, com reservatórios de acumulação, pode vir a exacerbar os problemas de atendimento de ponta no SIN.

15. Ao menos nos primeiros anos de operação, os fatores de capacidade verificados para os parques eólicos vinham sendo menores do que os projetados, particularmente entre os primeiros parques eólicos contratados pelo Proinfa. Essa é a provável razão das últimas medidas tomadas pelo MME, que adotou o critério P90 em detrimento do P50, para o dimensionamento da garantia física dos empreendimentos. Por outro lado, os atrasos na conexão via ICG fizeram com que este modelo de conexão à rede básica fosse abandonado, ao menos temporariamente. Somente participarão dos próximos leilões projetos com acesso garantido à rede de transmissão ou distribuição.

Por outro lado, é importante considerar que o potencial eólico se localiza distante dos centros de carga, necessitando de investimentos na expansão e em reforços do sistema de transmissão.

Desta forma, é preciso cautela na análise dos preços de contratação de energia eólica derivada dos leilões, pois estes não estão contabilizando os custos indiretos da tecnologia, que são a necessidade de reserva e de reforços na transmissão de longa distância. É pertinente supor que, ao longo dos próximos vinte anos, a energia eólica continuará se expandindo de forma rápida. Tal expansão ocorrerá e, para isso, é preciso o reconhecimento de problemas atuais e condicionantes futuros.

Neste sentido, a questão tecnológica requer especial atenção. Verifica-se que a instalação de fabricantes de turbinas eólicas no Brasil e a contratação de expressivos montantes de energia eólica ainda não foram capazes de induzir o desenvolvimento de tecnologias projetadas em linhas com as especificidades e características brasileiras. Ou seja, a expansão da indústria eólica no Brasil ainda não se reflete em um domínio sobre esta tecnologia, contemplando o conhecimento e a produção local de todas as fases do processo.

Concomitantemente é preciso analisar com ressalvas o próprio potencial eólico devido às alterações climáticas, pois são elas que determinam as possibilidades de geração de energia eólica. Esta questão é comumente ignorada no planejamento do setor energético, porque as incertezas existentes tornam a análise bastante complexa. Entretanto, sempre que possível, a questão deve ser examinada com o objetivo de mapear os eventuais cenários futuros. Neste sentido, Lucena et al. (2010) afirmam, com base em uma modelagem com dados climáticos oriundos do IPCC, que as alterações do clima não impactarão a disponibilidade nem a confiabilidade da energia eólica no Brasil. Os resultados da modelagem apontam para uma melhoria das condições de vento, e a importância dos investimentos em geração eólica para o setor elétrico brasileiro tenderia a aumentar.

Bioeletricidade no Brasil

A geração de eletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar tem as características adequadas para funcionar como geração sazonalmente complementar à hidreletricidade. Seu potencial está localizado essencialmente na região Centro-Sul, onde estão concentrados aproximadamente 70% da capacidade dos reservatórios brasileiros (CASTRO et al., 2008). Esta complementaridade entre a bioeletricidade canavieira e o regime fluvial se dá pelo fato de a geração ocorrer basicamente no período da safra canavieira entre abril/maio e novembro.¹⁶ A **figura 4** ilustra o caráter complementar da bioeletricidade em relação à geração hídrica a partir da comparação mês a mês da ENA total do Brasil na média de longo prazo com a moagem de cana na região Centro-Sul.

Nos últimos anos, foram contratadas diversas térmicas a biomassa nos leilões de energia nova.¹⁷ Conforme Nyko et al. (2011), as novas usinas sucroalcooleiras (*greenfields*) já incluem em seus projetos plantas de cogeração aptas a gerarem energia elétrica destinada à comercialização, e algumas usinas existentes também reformaram as suas unidades de cogeração para viabilizar a exportação de energia (*retrofits*). De fato, a geração de energia elétrica passou a integrar o *core business* do setor e, atualmente, qualquer projeto de investimento em uma nova usina contempla os custos e receitas oriundas da comercialização de eletricidade.

O potencial de geração de bioeletricidade a partir da cana-de-açúcar é função da disponibilidade de biomassa e da tecnologia adotada. Sob o ponto de vista da disponibilidade de insumos, o potencial de geração de bioeletricidade nos próximos anos é grande devido ao aumento projetado na oferta de açúcar e, sobretudo, de etanol. A expansão do *core business* do setor sucroenergético garantirá uma

16. Além disso, a bioeletricidade sucroenergética é uma fonte de geração distribuída, pois o setor canavieiro está concentrado nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, que é onde se encontra o centro de carga de país. Ao reduzir a necessidade de expansão do sistema de transmissão, a geração distribuída resulta em benefícios ambientais e econômicos. Neste sentido, justifica-se a promoção deste tipo de geração em linhas com o que já vem ocorrendo nos EUA e em diversos países europeus.

17. Estas térmicas adicionaram uma potência de 4.858 MW ao parque gerador brasileiro.

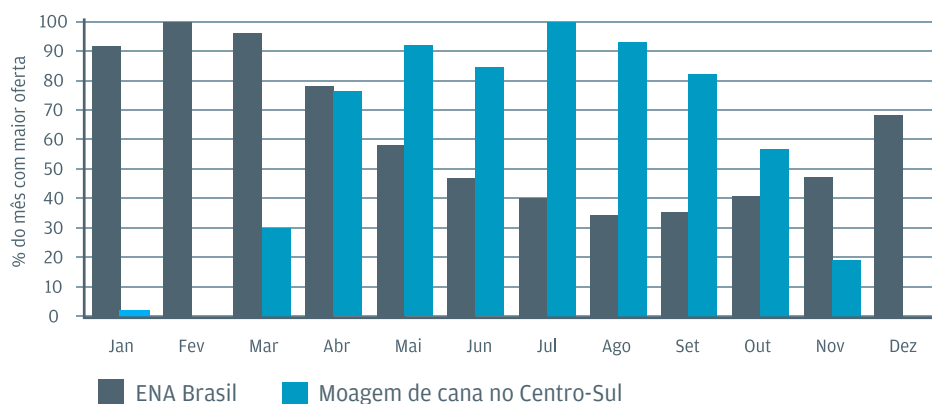


Figura 4: ENA Brasil x moagem de cana no Centro-Sul (como porcentagem do mês com maior oferta)

As duas séries de dados foram colocadas na mesma escala, onde cem corresponde ao mês de maiores afluências na série da ENA (fevereiro) e ao pico da safra na série de moagem de cana no Centro-Sul (julho).

Fonte: Sites do ONS e Única. Disponível em: <www.ons.org.br> e <www.unica.com.br>. Dados elaborados a partir do histórico da operação em 2008 (ENA) e pela moagem de cana da safra 2007/2008 no Centro-Sul.

oferta crescente de biomassa canavieira residual que poderá ser utilizada como insumo para geração de bioeletricidade. Em especial, deve ser destacado que a crescente adoção da colheita mecânica, ao eliminar a prática da queimada, permitirá o aproveitamento de parte da palha como insumo energético. Este aproveitamento deve ser da ordem de 50%, porque a outra metade necessita permanecer no campo por razões agrícolas.¹⁸ Por sua vez, no âmbito tecnológico é preciso considerar que, no horizonte temporal de 2030, a hipótese de uma mudança do paradigma tecnológico é bastante plausível. Esta mudança representaria um expressivo incremento de produtividade.

Historicamente, as plantas de cogeração do setor sucroenergético queimam diretamente o bagaço para a produção de vapor e, por consequência, geram energia mecânica (SEABRA e MACEDO,

18. O uso da palha em larga escala ainda exige a definição de uma solução logística para a colheita e transporte que seja custo eficiente. No entanto, é plausível assumir que esta solução vá ser encontrada em um futuro breve. Em termos do uso propriamente dito da palha, como insumo energético, apesar de comumente serem feitas projeções considerando o bagaço e a palha como um insumo energético homogêneo, as características físicas e químicas são distintas. Por exemplo, a umidade da palha é menor que a do bagaço. Além disso, a palha possui uma alta proporção de potássio em sua composição que faz a temperatura de amolecimento de suas cinzas ser reduzida e, por consequência, não possibilita uma queima a alta temperatura. Assim, o comportamento do bagaço e da palha quando utilizados como fonte de energia são diferentes. Uma solução prática a ser adotada é utilizar a palha para o atendimento energético das necessidades energéticas do processo produtivo de etanol, e açúcar com o bagaço sendo inteiramente utilizado para produção de energia com fins comerciais.

2011). Embora seja uma tecnologia com níveis de eficiência limitada, a opção pelo Ciclo Rankine justifica-se por ser uma tecnologia que permite a utilização de combustíveis sólidos com baixo poder calorífico, como é o caso do bagaço da cana-de-açúcar (SOUZA, 2003). Com vistas a gerar excedentes de energia elétrica para a comercialização, as plantas atualmente utilizam caldeiras de alta pressão e turbinas de condensação e extração, sendo capazes de gerar 80 kWh por tonelada de cana processada, utilizando apenas bagaço como combustível. A **figura 5** mostra a configuração básica de uma planta com essas características.

Contudo, vislumbra-se uma ruptura no âmbito tecnológico com o desenvolvimento da gaseificação da biomassa para geração de eletricidade em plantas ciclo combinado (BIG/GTCC), em substituição ao atual padrão tecnológico, baseado em plantas com Ciclo Rankine. Em linhas gerais, esta tecnologia consiste na gaseificação da biomassa em um gaseificador para produção de um combustível a ser utilizado em uma turbina a gás. O calor rejeitado por esta turbina é então recuperado para gerar mais energia em uma turbina a vapor, aumentando, assim, a eficiência do ciclo termodinâmico (CORREIA NETO e RAMON, 2002). A **figura 6** apresenta sinteticamente o princípio de funcionamento de uma planta BIG/GTCC.

De acordo com Dantas (2013), uma planta BIG/GTCC¹⁹ possui uma produtividade aproximadamente 70% maior do que as plantas atuais.²⁰ Desta forma, supondo que em 2030 toda colheita da cana

19. O custo desta tecnologia seria da ordem de R\$ 4.800 por kW instalado, o qual equivale aproximadamente ao dobro do custo do investimento em uma planta Ciclo Rankine. Uma redução de 20% no custo desta tecnologia a tornaria a alternativa mais atrativa desde que fossem adotadas políticas de incentivos nos mesmos moldes que já foram adotadas para a energia eólica e para própria bioeletricidade. Já uma redução de 40% faria a tecnologia BIG/GTCC a melhor opção de investimento para geração de bioeletricidade a partir da biomassa da cana em bases estritamente de mercado (DANTAS, 2013).

20. Segundo o autor, considerando uma utilização de 50% da palha disponível, estima-se a produtividade da tecnologia BIG/GTCC em 269 kWh por tonelada de cana processada, e de uma planta Ciclo Rankine, com turbinas de condensação e extração e caldeiras de alta pressão, em 155 kWh por tonelada de cana processada. Ambos os valores se referem à energia apta a ser comercializada após se descontar a energia para autossuprimento da usina.

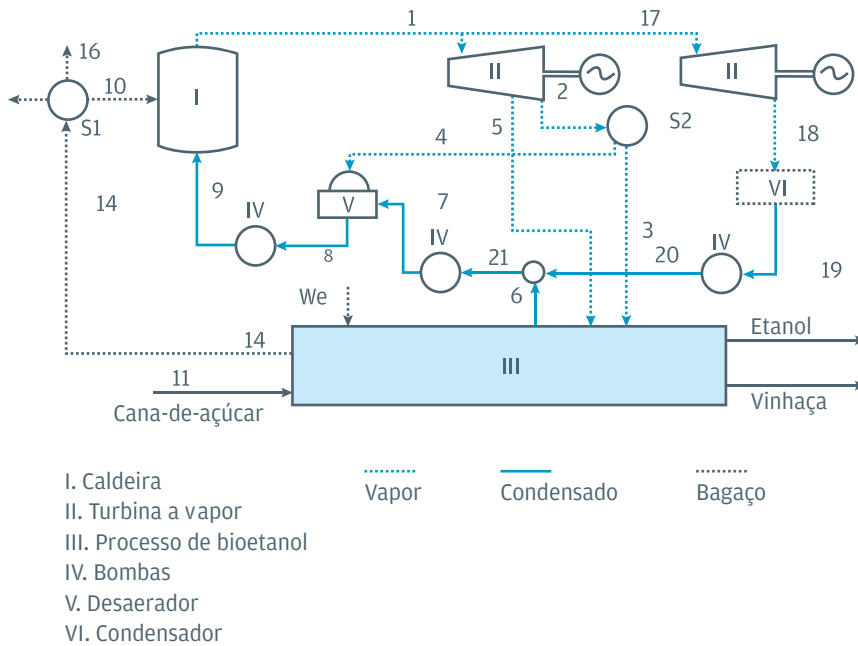


Figura 5: Planta de cogeração com turbina de condensação e extração

Fonte: Dias et al. (2011).

será mecanizada e que 30% das usinas produzam eletricidade em unidades BIG/GTCC e as demais em plantas Ciclo Rankine,²¹ pode-se estimar um potencial de 26.000 MWmed²² de bioeletricidade comercializável. Ao comparar este valor com a carga de 125.768 MWmed projetada para 2030,²³ fica explícita a importância que a bioeletricidade pode assumir no atendimento da demanda brasileira por energia elétrica. Porém, a questão mais relevante para esta discussão não é a magnitude da produção, e sim o fato de esta produção estar concentrada no período seco do ano. No limite, estima-se uma disponibilidade total de 47.000 MWmed entre abril e novembro,²⁴ justamente o período seco do ano.

21. Mesmo admitindo que a tecnologia BIG/GTCC será a técnica dominante em novos projetos a partir da década de 2020, é preciso considerar que ainda existirá um considerável número de plantas Ciclo Rankine em operação que não terão chegado ao fim de suas vidas úteis.

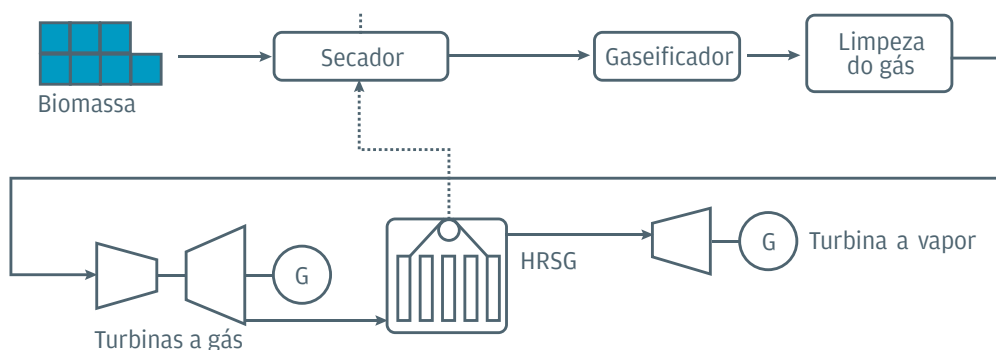
22. Baseada em uma safra de 1,2 bilhão de toneladas de cana.

23. Ver EPE e MME (2007).

24. Esta seria a disponibilidade se todas as usinas gerassem bioeletricidade apenas no período da safra. Entretanto, embora a grande maioria da produção esteja concentrada na safra, não se pode desconsiderar a possibilidade da geração na entressafra.

Figura 6:
Planta BIG/GTCC

Fonte: Larson
et al. (2001).



A expansão da capacidade de geração de bioeletricidade é dependente da dinâmica do setor sucroenergético, tendo em vista que o bagaço e a palha são resíduos da atividade principal, isto é, da produção de etanol e açúcar. Destaca-se, então, a relevância do acompanhamento das perspectivas da demanda pelos produtos principais do setor. Em especial, a análise prospectiva do mercado de etanol exige cuidados. Além da interdependência em relação ao mercado de gasolina e da política de preços, no horizonte temporal de 2030, a inserção no mercado de veículos com novos sistemas de propulsão, especialmente veículos elétricos a bateria, pode ser uma importante variável a influenciar a demanda por etanol.²⁵

Status e perspectivas da energia solar no Brasil

Segundo ABINEE (2012), as estimativas da capacidade instalada solar contabilizam uma potência de 31,5 MW ao final de 2011, dos quais 30 MW seriam oriundos de unidades de geração não conectadas à rede. Logo, nota-se que a energia solar fotovoltaica no Brasil

25. Mesmo que a expansão do setor garanta grande disponibilidade de biomassa, não existe garantia de que ela seja destinada para a produção de eletricidade. Em médio/longo prazo estarão disponíveis alternativas tecnológicas para o aproveitamento do bagaço e da palha, entre as quais produção de etanol lignocelulósico, álcoois superiores, líquidos de Fisher Tropsh e produtos químicos (IEA, 2008). Logo, pode existir um custo de oportunidade para o uso desta biomassa, e a geração de eletricidade deverá estar concorrendo com rotas tecnológicas que produzem bens de maior valor agregado.

está fortemente associada ao atendimento de comunidades residentes em regiões não atendidas pela rede. De todo modo, trata-se de uma capacidade marginal incompatível com o imenso potencial existente no território brasileiro. Como ilustração deste potencial, a irradiação diária média anual no Brasil é de 1.500-2.400 kWh/m²/ano, enquanto na Alemanha e na Espanha a incidência solar é de, respectivamente, 900-1.250 kWh/m²/ano e 1.200-1.850 kWh/m²/ano (FARIAS, 2013).

No entanto, ocorrerá uma gradativa inserção da fonte fotovoltaica nos próximos anos e IEA (2012a) estima que a capacidade instalada, em 2035, será de 10 GW. Em contraste com a geração eólica,²⁶ a inserção da energia solar ocorrerá preponderantemente como fonte de geração distribuída, mais especificamente como microgeração. Vislumbra-se que não apenas unidades de consumo industriais se comportem como geradoras de energia, como também unidades residenciais e do setor de serviços. Para que isso ocorra, é imperativa a definição de regras claras de conexão à rede, a disponibilidade de linhas de financiamento em condições atrativas e o incentivo a formação de uma indústria nacional de equipamentos fotovoltaicos.

Rüther et al. (2008) destacam a importância da geração solar fotovoltaica em áreas urbanas ensolaradas, com vistas a reduzir a demanda de ponta nestas regiões, devido ao peso dos equipamentos de refrigeração na carga, sendo o Brasil um caso típico. No caso específico de edifícios, Cronemberger et al. (2012) ressaltam que a instalação de módulos fotovoltaicos consiste em uma estratégia inteiramente condizente com a busca de práticas sustentáveis.

Nesta direção, a Resolução 482 da Aneel, promulgada em 2012, regulamenta os critérios para micro e minigeração no Brasil e estabelece os critérios utilizados para a contabilização da energia

26. A geração eólica também deverá ser utilizada em pequena escala com a adoção de microturbinas. Porém, como se trata de uma tecnologia que envolve partes móveis, ao contrário da geração fotovoltaica – que, por isso, exige uma rotina de manutenção periódica rigorosa –, a geração eólica de pequeno porte tende a encontrar mais obstáculos à massificação.

gerada. A metodologia adotada foi a do *net metering*, que é um sistema de compensação de energia, sendo a energia gerada valorada ao mesmo preço da energia adquirida da rede. Por consequência, não estão envolvidos fluxos financeiros, e sim a concessão de créditos de energia sempre que a geração é superior ao consumo. Em contrapartida, a introdução de sistemas *feed in* no horizonte de estudo é pouco provável, dado que o desenvolvimento tecnológico por si deve garantir a competitividade da fonte, sem necessidade de pagamento de prêmio para sua viabilização.

Sob a ótica sistêmica, uma questão central para a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica é seu caráter complementar em relação à energia eólica. Farias (2013) relata que a energia solar apresenta uma variabilidade sazonal menor do que a da energia eólica. Porém, o autor ressalta que existem distintas sazonalidades de acordo com a região geográfica. Em paralelo, é preciso destacar que os potenciais de geração eólica e de geração solar possuem concentração relativamente coincidente, destacando-se as potencialidades da região Nordeste.

Jong et al. (2013) mostram que existe uma correlação entre os recursos eólicos e a incidência solar na região Nordeste. A conjugação destas fontes pode contribuir para o atendimento da carga na região, especialmente considerando que a complementaridade da energia eólica em relação ao regime de afluições faz investimentos nas mesmas diminuírem o efeito da redução dos níveis dos reservatórios sobre a garantia do suprimento energético. A **figura 7** apresenta o comportamento ao longo destes parâmetros, em função de seus respectivos valores máximos.

A análise da figura indica que os ventos são menos intensos entre novembro e maio, justamente o período onde a irradiação solar é mais forte. Em contrapartida, entre maio e novembro a incidência solar possui menores níveis, mas é o período em que os ventos são mais intensos e regulares. A figura também possibilita visualizar o potencial das fontes eólica e solar, em conjunto, na compensação da redução da disponibilidade de geração hidrelétrica ao longo do período seco do ano. Não só a energia eólica apresenta

uma sazonalidade complementar ao regime das afluições, como também nota-se que, ao final do período seco, momento em que os reservatórios atingem níveis críticos e a demanda está em seu patamar máximo, a disponibilidade de energia eólica e de energia solar é bastante elevada.

Observa-se, assim, que a energia solar fotovoltaica terá uma importância estratégica para o sistema elétrico brasileiro. Neste sentido, plantas em maior escala também serão construídas e destaca-se a possibilidade de construção de sistemas híbridos que combinem a geração eólica com a fotovoltaica. Explica-se: considerando que as fontes eólica e solar apresentam curvas de carga e picos de geração em horários diferentes, justifica-se a construção de plantas que otimizem a capacidade de geração de parques eólicos com plantas fotovoltaicas. Além disso, tal estratégia faz os custos médios de conexão e uso da rede se tornarem menores devido à maior utilização das instalações de transmissão, o que possibilita um melhor aproveitamento territorial.

Em contraste com a tecnologia fotovoltaica, a geração termo-solar deve ter espaço restrito na matriz elétrica brasileira, devido ao seu elevado custo de investimento em comparação a outras

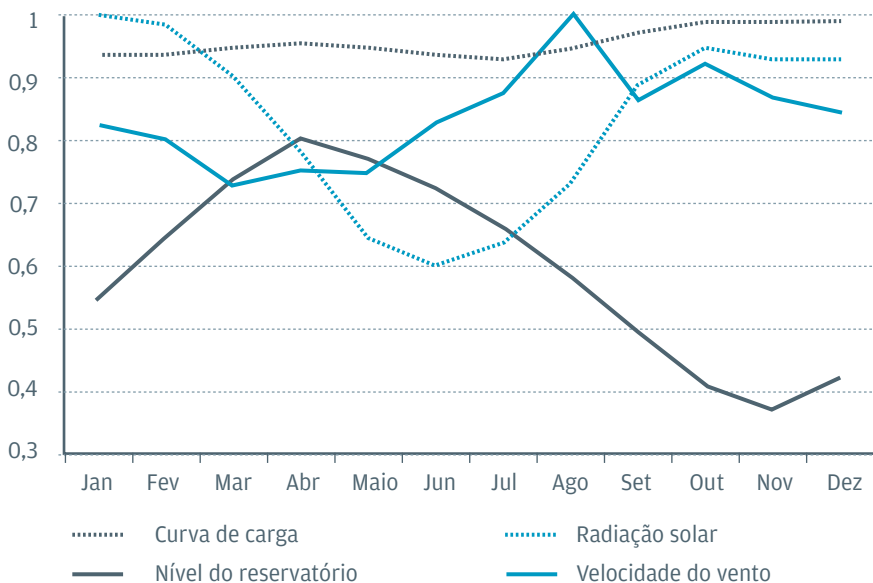


Figura 7:
Variação mensal
dos parâmetros
em relação ao
valor máximo

Fonte: Jong et al. (2013).

alternativas. Eventuais investimentos nessa tecnologia ocorrerão em localidades onde se faça necessário o armazenamento de energia. Desta forma, IEA (2012a) projeta uma potência instalada desta tecnologia no Brasil de apenas 1 GW em 2035.

Considerações finais

A necessidade de atender à crescente demanda por energia, em um contexto onde a minimização de impactos ambientais (especialmente a mitigação da emissão de gases do efeito estufa) é imperativa, requer o aumento da participação de fontes renováveis de energia na matriz mundial. No escopo do setor elétrico, esse processo já pode ser identificado nos enormes volumes de investimentos realizados em projetos de geração de energia eólica e de energia solar fotovoltaica nos últimos anos.

A situação brasileira é distinta da realidade mundial porque, apesar de existirem diversos condicionantes para a construção de centrais hidrelétricas na região amazônica, o processo de exploração do potencial hídrico desta região está em curso e, *a priori*, permitirá um considerável aumento do parque de geração hídrica nos próximos anos.

Entretanto, o fato de a expansão da potência instalada hídrica não ocorrer associada à construção de novos reservatórios de acumulação resulta em uma redução da capacidade de regularização da oferta hídrica ao longo do ano. Neste sentido, é necessária a diversificação da matriz com a inserção de fontes aptas a complementar a geração hidrelétrica.

A energia eólica e a bioeletricidade são intrinsecamente complementares ao regime de afluências. Por sua vez, a expressiva incidência solar brasileira torna plausível a hipótese de que, na medida em que ocorra a redução de custos da tecnologia fotovoltaica, a energia solar passará a ter importante participação na matriz elétrica brasileira, especialmente como fonte de geração distribuída. Observa-se, assim, que a conjugação dessas fontes possibilitará

que a diversificação da matriz brasileira ocorra mantendo uma expressiva participação da geração de energia elétrica oriunda de fontes renováveis.

Portanto, é razoável adotar como referência que a matriz elétrica terá muita geração hídrica na região Norte a ser complementada pela energia eólica na região Nordeste e bioeletricidade nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Apesar de a energia solar fotovoltaica ter grande parte de sua expansão atrelada à geração distribuída, existirá uma concentração da mesma na região Nordeste, em função da racionalidade de construção de parques híbridos de geração eólica e solar fotovoltaica. Em conjunto com este parque de geração renovável, a previsão é a de que existam usinas térmicas espalhadas em diferentes regiões, com o objetivo de garantir a segurança do suprimento, sobretudo o atendimento da ponta.

Referências

- ABDI (Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial). *Avaliação das perspectivas de desenvolvimento tecnológico para a indústria de bens de capital para energia renovável (PDTS-IBKER)*. Brasília, 2012.
- ABINEE (Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica). *Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira*. São Paulo, jun. 2012.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, 2001, p. 195-204.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). *A capacidade de Geração Brasil*. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 8 jul. 2013.
- CASTRO, N. J. de et al. *Bioeletricidade e a indústria de álcool e açúcar: Possibilidades e limites*. Rio de Janeiro: Synergia, 2008.
- _____. *Expansão do sistema elétrico brasileiro e o potencial hidroelétrico da região amazônica*. Texto de discussão n. 50. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012a.
- _____. *O setor elétrico brasileiro e os compromissos de reduções das emissões de gases do efeito estufa*. Texto de discussão n. 46. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012b.
- _____. *Plano de expansão de energia – PDE 2020: Análise do método, metas e riscos*. Texto de discussão n. 44. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012c.
- _____. *Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energia renováveis*. Texto de discussão n. 31. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2011.
- CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro*. Texto de discussão n. 15. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010a.
- _____. *A bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica. Etanol e bioeletricidade: A cana-de-açúcar no futuro da matriz energética*. São Paulo: Única, 2010b.

- CORRÊA NETO, V.; RAMON, D. *Análise de opções tecnológicas para projetos de cogeração no setor sucroalcooleiro*. Brasília: Setap, 2002.
- CRONEMBERGER, J.; CAAMAÑO-MARTÍN, E.; SÁNCHEZ, S. V. Assessing the solar irradiation potential for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes – Making the case for Brazil. *Energy and Buildings*, v. 55, p. 264-272, 2012.
- D'ARAÚJO, R. P. *Setor elétrico brasileiro: Uma aventura mercantil*. Brasília: Confea/Crea, 2009.
- DANTAS, G. A. *Alternativas de investimento do setor sucroenergético brasileiro para aproveitamento de bagaço e de palha*. Doutorado (Tese). PPE/Coppe/UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.
- DIAS, M. S. et al. Second generation ethanol in Brazil: Can it compete with electricity production? *Bioresource Technology*, v. 102, p. 8.964-8.971, 2011.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE); MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. 2011.
- _____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. 2012a.
- _____. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2012*. 2012b.
- _____. *Plano Nacional de Energia 2030*. 2007.
- _____. *Resenha energética brasileira – Exercício de 2012*. 2013.
- FARIAS, J. C. M. *A Energia na Cidade do Futuro – Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira I: Participação das Fontes Renováveis e Alternativas*. Campinas, 2013.
- IEA (International Energy Agency). *World Energy Outlook 2012*. Paris: IEA, 2012a.
- _____. *Key World Energy Statistics 2012*. Paris: IEA, 2012b.
- _____. *Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System*. Paris: IEA, 2012c.
- _____. *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power*. Paris: IEA, 2010.
- _____. *From 1st to 2nd – Generation Biofuel Technologies: An overview of current industry and RD e D activities*. Paris: IEA, 2008.

- JONG, P. et al. Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 23, p. 526-535, 2013.
- LARSON, E. D.; WILLIAMS, R. H.; LEAL, M. R. L. V. A review of biomass integrated gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba. *Energy for Sustainable Development*, v. 1, p. 54-76, 2001.
- LOPES, E. L. *Desenvolvendo uma indústria nacional de tecnologias limpas*. Campinas, 2013.
- LUCENA, A. F. P. et al. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. *Energy Policy*, v. 37, p. 879-889, 2009.
- NOGUEIRA, L. P. P. *Estado atual e perspectivas futuras para a indústria eólica no Brasil*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2011.
- NYKO, D. et al. Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: Uma pesquisa de campo. *BNDES Setorial*, v. 33, p. 421-476, 2011.
- OLIVEIRA, L. A. S. d'. O BNDES e a energia eólica. In: *Políticas estratégicas de inovação e desenvolvimento tecnológico em energia eólica*. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2011.
- ONS. *Boletim Diário da Operação*. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 31 dez. 2011.
- _____. *Dados relevantes de 2011*. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2011>. Acesso em: 8 out. 2014.
- RÜTHER, R. et al. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. *Energy Conversion and Management*, v. 49, p. 1.047-1.079, 2008.
- SEABRA, J. E. A.; MACEDO, I. C. Comparative analysis for power generation and ethanol production from sugarcane residual biomass in Brazil. *Energy Policy*, v. 39, p. 421-428, 2011.

- SOITO, J. L. S. *Amazônia e a expansão da hidroeletricidade no Brasil: Vulnerabilidades, impactos e desafios*. Doutorado (Tese). PPE/Coppe/UFRJ. Rio de Janeiro, 2011.
- SOUZA, Z. *Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro*. Doutorado (Tese). Departamento de Engenharia de Produção/UFSCAR. São Carlos, 2003.
- TOLMASQUIM, M. T. *A matriz energética brasileira: um exemplo para o mundo*. 11º Fórum de Debates Brazilianas – Energia elétrica para o século XXI. São Paulo, 2011.

Alternativas de suprimento para o setor termelétrico no Brasil

5.

Marcelo Colomer

A mais recente crise do setor elétrico brasileiro vem chamando a atenção para a importância da termeletricidade como fonte complementar de geração, principalmente da geração térmica a gás natural. Sendo assim, entusiasmados com a “revolução do *shale gas* norte-americana” e com o potencial de produção nacional, muitos analistas vêm exaltando a importância do gás natural no futuro da matriz elétrica nacional. Este capítulo analisa as principais alternativas de suprimento de gás natural para o setor elétrico brasileiro.

A análise da evolução da matriz energética do setor elétrico brasileiro evidencia que, a partir de 2000, não só o consumo energético cresceu consideravelmente, como também ocorreu uma grande mudança nas fontes de suprimento. Em 2000, o setor termelétrico brasileiro gerou 25.335 GWh, sendo 30% desse valor proveniente da geração a carvão e 6% proveniente do gás natural. Em 2012, por sua vez, a geração termelétrica atingiu 73.456 GWh, sendo que a participação do carvão reduziu-se para 10% enquanto a do gás natural aumentou para 50% (MME, 2013).

Os dados acima deixam claro o aumento da importância do gás natural no segmento de geração térmica assim como a redução da relevância das fontes tradicionalmente utilizadas no Brasil, como o

carvão, o óleo combustível e o diesel. Nesse contexto, a análise das condições de expansão do parque térmico brasileiro exige que se faça uma reflexão sobre as perspectivas de suprimento para o setor termelétrico, merecendo destaque o papel do gás natural. Sendo assim, este capítulo se propõe a analisar as condições de oferta de gás natural para o setor termelétrico brasileiro, a partir da análise das condições de importações e das perspectivas de aumento da produção nacional.

A indústria de gás natural no Brasil

A partir da década de 1990, o Estado brasileiro buscou, por meio da Petrobras, criar condições para o desenvolvimento da indústria de gás natural no país. Nesse contexto, diversos projetos estruturantes começaram a ser desenvolvidos, entre os quais se destaca a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Com a entrada em operação do Gasbol, criaram-se condições para a expansão do mercado de gás natural no país, principalmente na região Sul. Elaborado inicialmente para atender à expansão do mercado industrial, o Gasbol permitiu o rápido crescimento do mercado de geração termelétrica a partir das condições de excesso de oferta de gás natural da Bolívia e dos fatores conjunturais do setor elétrico nacional, que se verificaram a partir de 2001 (ALMEIDA e COLOMER, 2013).

Contudo, apesar do rápido crescimento do mercado de gás natural durante a década de 2000, a expansão da indústria gasífera brasileira enfrenta atualmente três grandes obstáculos. Primeiramente, o reduzido número de produtores e a política de preço praticada elevam demasiadamente o custo de aquisição do gás natural, reduzindo sua competitividade em relação aos demais energéticos. O segundo problema a ser enfrentado é a superação de gargalos locais na infraestrutura de transporte e processamento. Por fim, o terceiro entrave diz respeito ao perfil de despacho das usinas termelétricas que dificulta o gerenciamento do suprimento para todos os segmentos de consumo.

As barreiras mencionadas tornam-se ainda mais preocupantes quando se analisam o potencial de produção advindo dos campos situados no cluster do pré-sal e as perspectivas de aumento da produção de gás natural em terra (convencional e não convencional). Nesse sentido, parece razoável afirmar que a indústria de gás natural, no início da década de 2010, encontra-se em uma encruzilhada. Qual o papel do gás natural no setor termelétrico brasileiro e, mais importante, qual o papel do gás dentro da política energética brasileira? Essas parecem ser as duas principais questões a serem respondidas.

Condições atuais da oferta

A produção de gás natural no Brasil tem início em 1954, na Bahia, sendo seu consumo concentrado na região do Recôncavo Baiano. Até a década de 1980, a produção concentrou-se basicamente na região Nordeste, com destaque para os estados da Bahia, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte. A partir da década de 1980, há uma mudança do eixo de produção do Nordeste para a região Sudeste, mais precisamente para o estado do Rio de Janeiro.

O aumento da importância da produção fluminense está associado à expansão dessa atividade na região da bacia de Campos e à política de incremento do aproveitamento de gás natural. De fato, do início da década de 1970 até a década de 1980 não havia uso comercial para o gás natural extraído dos poços da bacia de Campos. Esse gás era em sua totalidade reinjetado, queimado ou consumido na própria unidade produtora. Explica-se o não aproveitamento do gás fluminense pelos elevados custos de construção da infraestrutura de escoamento. A **figura 1** mostra a evolução da produção e do grau de aproveitamento do gás de origem nacional.

O reduzido grau de aproveitamento do gás natural verificado na década de 1970 explica-se pela mudança no perfil dos reservatórios brasileiros. Nas primeiras fases de produção (1954-1970), nossos reservatórios eram predominantemente de gás não associado,

localizado em terra. A partir das descobertas em Campos, o perfil predominante de nossas reservas passou a ser de gás associado, localizado em mar. As **figuras 1 e 2** mostram o perfil da produção de gás natural no Brasil.

Figura 1:

Brasil: Produção de gás natural, 1955–2010 (MMm³/d)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

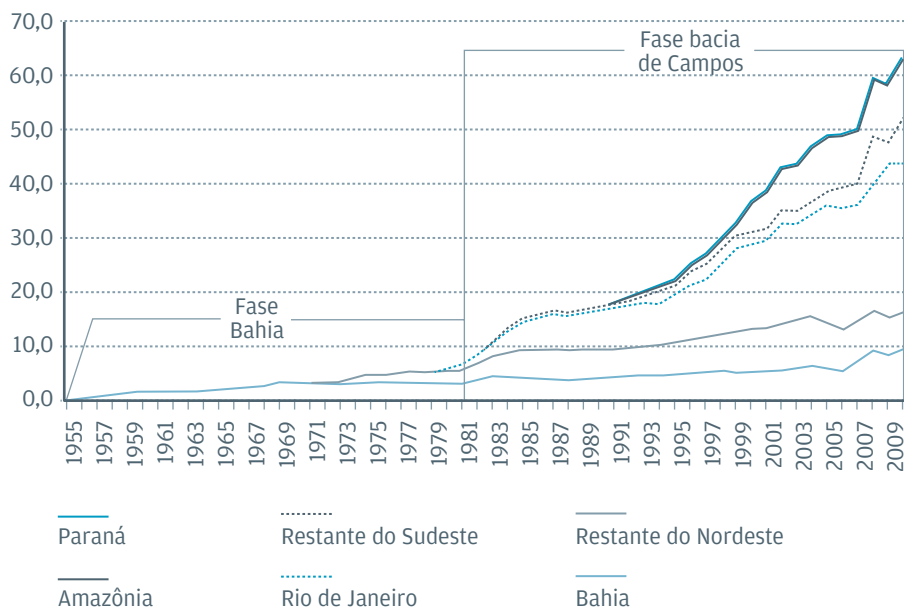
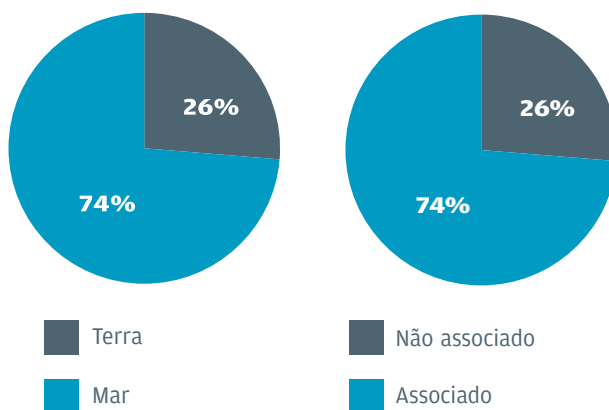


Figura 2:

Brasil: Perfil da produção de gás natural, 2012



A partir das descobertas realizadas na bacia de Campos, houve um grande incremento nas reservas de gás natural no Brasil. Nesse sentido, as reservas provadas brasileiras passaram de 16,5 bilhões

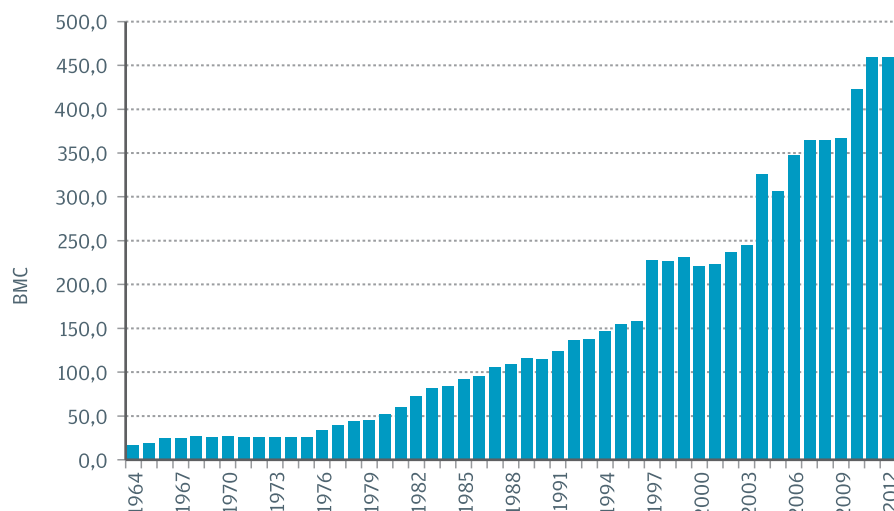


Figura 3:
Brasil: Evolução das reservas de gás natural, 1964-2012

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

de metros cúbicos (BMC), em 1964, para 52,5 BMC, em 1980. Em 2012, as reservas provadas totalizaram 459 BMC, refletindo o grande esforço exploratório realizado pela Petrobras nas últimas décadas. A **figura 3** mostra a evolução das reservas brasileiras de gás natural.

Entre os campos com maior produção de gás natural, destacam-se o do rio Urucu, com 6 MMm³/d, Leste do Urucu, com 5,4 MMm³/d e Roncador, com 4,9 MMm³/d. A **figura 4** mostra os principais campos produtores de gás natural no Brasil.

Alguns campos com elevados reservatórios de gás natural apresentam reduzida produção em função da ausência de infraestrutura de escoamento. Isso explica o elevado diferencial entre a produção

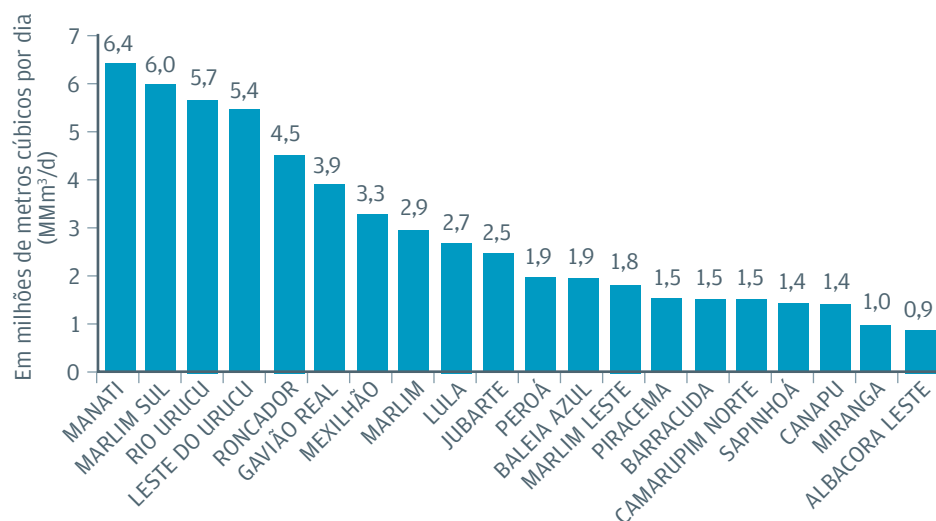


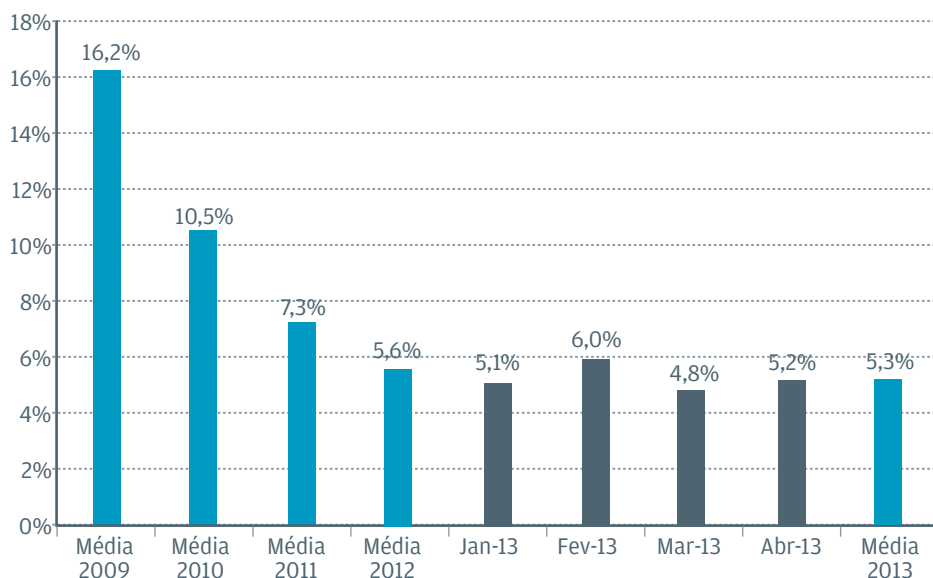
Figura 4:
Vinte maiores campos produtores de gás natural (maio 2013)

Fonte: ANP (2013).

Figura 5:

Brasil: Queima de gás natural

Fonte: MME (2013).



nacional e a oferta de gás no mercado interno. Nesse sentido, dos 70,6 MMm³/d produzidos em 2012, apenas 39,73 MMm³/d foram destinados ao mercado interno. Do restante, 9,6 MMm³/d foram reinjetados, 3,9 MMm³/d foram queimados e 17,2 MMm³/d foram consumidos na própria atividade de produção.

Apesar do elevado volume de gás queimado, os últimos anos presenciaram uma redução significativa do percentual de queima. Esse esforço faz parte da política da Petrobras de queima zero. Existe um percentual da produção de gás natural que não pode ser evitada de ser queimada, em razão de características técnicas de segurança.

Além dos 39 MMm³/d provenientes da produção nacional, a oferta interna de gás natural em 2012 foi composta por mais cerca de 36 MMm³/d de gás natural importado. Desse total, cerca de 27 MMm³/d foram provenientes da Bolívia, sendo transportados pelo Gasbol. Os 9 MMm³/d restantes originaram-se das importações de GNL, e os principais países exportadores para o Brasil foram Trinidad e Tobago, Nigéria e Catar. A **figura 6** mostra os principais exportadores de GNL para o Brasil, em 2010.

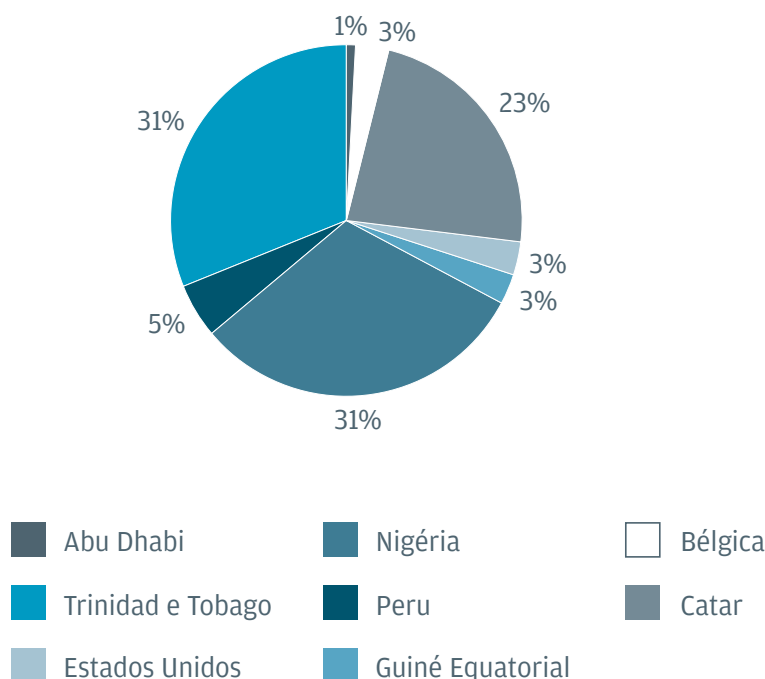


Figura 6:
Brasil: Exportadores
de GNL, 2010

Fonte: ANP, (2013).

As exportações de gás natural da Bolívia tiveram início em junho de 1999, passando de 1,6 para 24 MMm³/dia em 2005, e para 27 MMm³/d em 2010. Por sua vez, as importações da Argentina, que chegaram a atingir 2 MMm³/d no fim de 2001, reduziram-se para cerca de 1 MMm³/d em 2004. Desde 2008, contudo, não têm ocorrido mais importações da Argentina em função do racionamento.¹

O começo das importações de GNL está associado à crise política boliviana iniciada em 2004. Até aquele momento, a questão sobre o risco de abastecimento de gás natural para o mercado brasileiro era pouco discutida. Contudo, com as incertezas relacionadas à capacidade da estatal boliviana em expandir a produção de gás natural no país e com o aumento do preço do gás boliviano, buscaram-se alternativas de abastecimento, principalmente para o segmento térmico.

Nesse contexto, até 2013, havia dois terminais de regaseificação operando no Brasil. O terminal da baía de Guanabara foi projetado

1. Em fevereiro e março de 2013, a Sulgás importou da Argentina o equivalente a 1 MMm³/d proveniente de uma carga de GNL regaseificada na Argentina e entregue pela TSB à termelétrica de Uruguaiana.

para regaseificar 20 MMm³/d, embora, até 2013, sua capacidade de processamento fosse de 14 MMm³/d. O terminal de Pecém, localizado no Ceará, foi projetado para processar 7 MMm³/d, sendo que, até 2013, sua capacidade de regaseificação era de 4 MMm³/d. Um terceiro projeto de GNL vem sendo desenvolvido em Salvador. Conhecido como Terminal de Regaseificação da Bahia, o TRBA terá uma capacidade de processamento de 14 MMm³/d.

Infraestrutura de transporte

Pode-se dividir a atual infraestrutura de transporte de gás natural brasileira em duas malhas. A primeira é responsável pelo escoamento do gás nacional e totaliza 6.579 quilômetros. A segunda, por sua vez, é responsável pelo transporte do gás importado e totaliza 2.910,2 quilômetros. As duas malhas conjuntamente somam 9.244 quilômetros de rede (MME, 2013).

Os gasodutos e as instalações que transportam gás de origem nacional são operados pela Transpetro, pela Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), pela Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN), pelo Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste (Consórcio Malhas), e pela Transportadora Gasene S.A. A malha de gasodutos que transporta o gás natural importado é formada pelo Gasoduto Bolívia–Brasil (operado pela TBG), pelo Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (operado pela TSB) e pelo Gasoduto Lateral Cuiabá (operado pela Gasocidente) (ANP, 2010).

A evolução da rede de transporte de gás natural no Brasil está associada à evolução da produção do energético no país. O consumo e a produção de gás natural concentraram-se no Recôncavo Baiano. Em 1954, os 174 mil m³ de gás natural produzidos na Bahia eram consumidos integralmente pelas indústrias da região.

A partir de 1964, inicia-se a produção de gás natural em Sergipe. Em 1966, é a vez do estado de Alagoas entrar na produção de gás. Como no caso da Bahia, a maior parte da produção desses estados esteve voltada ao abastecimento das indústrias químicas e petro-

químicas da região Nordeste, principalmente das localizadas no polo de Camaçari (Bahia). Assim, de 1956 a 1969, apenas 181 km de gasodutos haviam sido construídos no país, sendo esse total referente a gasodutos de transferências (CECCHI, 2001).²

Com o aumento da produção de gás natural no estado do Sergipe,³ ocorreu, em 1974, a construção do primeiro gasoduto interestadual de transporte de gás natural no Brasil, o Gaseb. O investimento consistiu na construção de 230 km de dutos ligando a região produtora de Sergipe ao polo petroquímico de Camaçari.

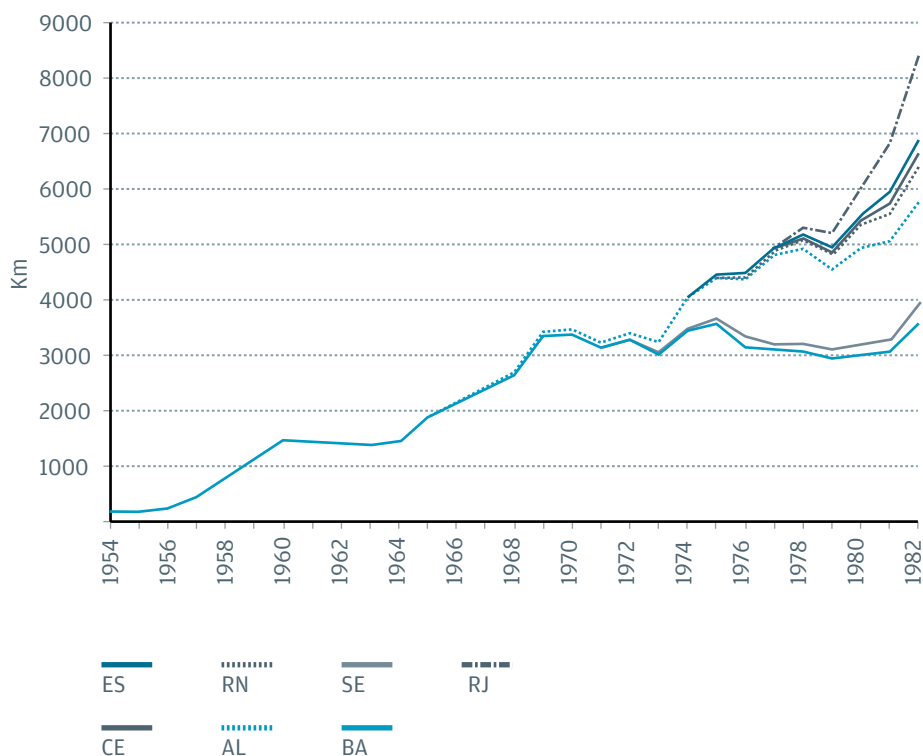
Em 1974, quando o Gaseb entrou em operação, a produção sergipana era de 33 mil m³/dia. Dois anos depois, em 1976, a produção do estado havia passado para 195 mil m³/dia. Em 1978, o Gaseb foi estendido até o campo alagoano de Furado, enquanto a produção de gás natural no país atingia 4 milhões de m³/dia (CECCHI, 2001). A **figura 7** mostra a evolução da malha de gasodutos (transporte e transferência) até 1982.

As descobertas das reservas da bacia de Campos, na década de 1970, alteraram a dinâmica da indústria de gás natural brasileira, deslocando a oferta da região Nordeste para a Sudeste. Contudo, como foi mostrado, somente na década de 1980 o gás natural produzido na região de Campos chegou ao mercado. Nesse cenário de racionalização do uso de gás natural, em 1982 é construído um gasoduto de escoamento interligando os campos de Garoupa e Enchova até a região de Cabiúnas, onde um segundo gasoduto leva o gás natural à refinaria Duque de Caxias (Reduc). A utilização do gás natural na Reduc (500 mil m³/dia) permitiu uma economia de 27 milhões de dólares em óleo combustível (CECCHI, 2001).

2. Gasodutos de transferência: movimentação de gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades (Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997).

3. A produção do estado do Sergipe passou de 1.000 m³/dia, em 1956, para 33 mil m³/dia em 1974.

Figura 7:
Brasil: Evolução
dos gasodutos
de transporte
e transferência
até 1982



Com o crescimento da produção de gás associado na bacia de Campos e o crescimento da demanda das distribuidoras estaduais, houve, durante a década de 1980, uma rápida expansão dos investimentos em gasodutos interestaduais de transporte. Assim, a malha de transporte de gás natural passou de 282 quilômetros em 1980 para 1.542 quilômetros em 1990, o que representou um aumento de quase 450%. Se somarmos os investimentos em gasodutos de transferência, o total da malha de transporte de gás natural no Brasil passou de 884 quilômetros em 1980 para 2.840 quilômetros em 1990.

Durante a década de 1990 (até 1998), reduziu-se o ritmo dos investimentos em novos gasodutos. Contudo, os poucos investimentos ocorridos no período mostraram-se importantes em razão de suas localizações. Em 1992, entrou em operação o gasoduto ligando o campo *offshore* de Merluza à Baixada Santista e, em 1996, o gasoduto ligando o Rio de Janeiro a Minas Gerais. Verifica-se nesse período uma concentração dos investimentos na malha de transporte da região Sudeste, ao passo que na região

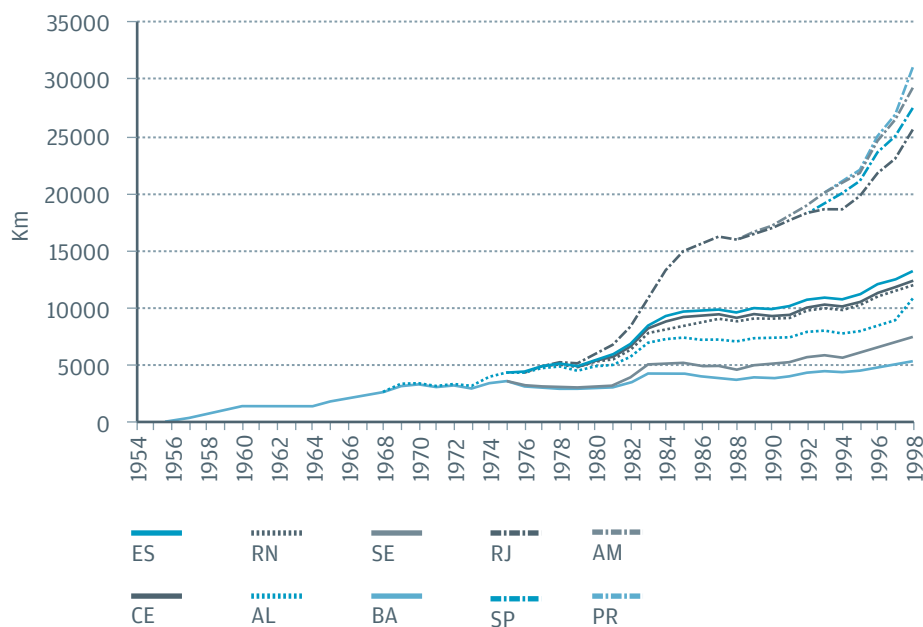


Figura 8:
Brasil: Evolução
dos gasodutos
de transporte
e transferência
até 1998

Fonte: Elaboração
própria a partir
de dados da ANP.

Nordeste não houve acréscimo significativo na infraestrutura de transporte de gás natural.

A primeira metade da década de 1990 foi marcada pela discussão sobre o fornecimento de gás natural para o Brasil. Nesse período, a Argentina apresentava um superávit na produção de gás natural, enquanto a Bolívia procurava um novo mercado, diferente do argentino, para seu gás. Nesse sentido, a questão era se o Brasil iria ser abastecido pela Argentina (Gasoduto Paraná-Porto Alegre) ou pela Bolívia (Gasbol). O reduzido preço do gás boliviano e os interesses do governo brasileiro e do Banco Mundial no desenvolvimento econômico da região levaram à escolha do Gasbol.

Assim, em 1999 entrou em operação o Gasbol. O investimento total da obra foi de 2 bilhões de dólares e consistiu na construção de 3.150 quilômetros de dutos, sendo 2.593 quilômetros em território brasileiro e 557 quilômetros em território boliviano. A construção do Gasbol contou com financiamento do Banco Mundial, do Banco Interamericano de Desenvolvimento, do BNDES, da Petrobras, entre outros.

De forma a estimular novos investimentos em E&P no lado boliviano, a Petrobras firmou um contrato de longo prazo com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) que garantia,

por meio de cláusulas de *take-or-pay*, a venda de 30 milhões de m³ de gás natural/dia. Contudo, em 1999, apenas 30% (9 milhões de m³/dia) do volume contratado de gás natural da Bolívia eram efetivamente transportados pelo Gasbol. Nesse sentido, a partir do final da década de 1990, a abertura de novos mercados para o gás natural contratado da Bolívia representou um novo desafio para o governo brasileiro e para a Petrobras.

Para o Brasil, a construção do Gasbol representou uma mudança na estratégia de diversificação de sua matriz energética em direção à expansão do uso do gás natural. Até 1999, a participação do gás natural no consumo final de energia era de 3,3% (BEN, 2010), concentrando-se principalmente no setor industrial. Com o início das operações do Gasbol, mudou-se não só a participação do gás na matriz energética, que representou, em 2010, 10,3% do consumo final de energia (MME, 2010), como também a estrutura de consumo.

A **figura 9** mostra que, a partir de 1999, há um crescimento do consumo de gás natural pelos setores de geração elétrica e pelo setor de transporte. Assim, embora o setor industrial ainda responda pela maior parte do consumo de gás natural, houve uma diversificação da estrutura de consumo de gás natural no Brasil. Desse modo, pode-se dizer que a segurança na oferta de gás trazida pelo acesso às reservas bolivianas estimulou novos investimentos na indústria de gás natural.

Nesse contexto, em 2001, foram concluídas as obras do gasoduto Lateral Cuiabá, financiado em grande parte pela Enron. Com 217 km de extensão no lado brasileiro e com uma capacidade de transporte de 2,8 milhões de m³/dia, esse gasoduto é emblemático, sendo o primeiro projeto de dutos de transporte de gás natural a ser concluído dentro do novo modelo de parceria proposto pelo governo ao capital privado (CECCHI, 2001). O gasoduto Lateral Cuiabá⁴ alterou drasticamente a estrutura de consumo do estado do Mato Grosso. Servindo as usinas termelétricas de Cuiabá I e

4. A quebra de contrato da YPFB fez com que, desde 2009, se interrompesse a importação de gás natural pelo gasoduto Lateral Cuiabá. Em 2010, apenas a Petrobras importou gás natural no Brasil através do Gasbol.

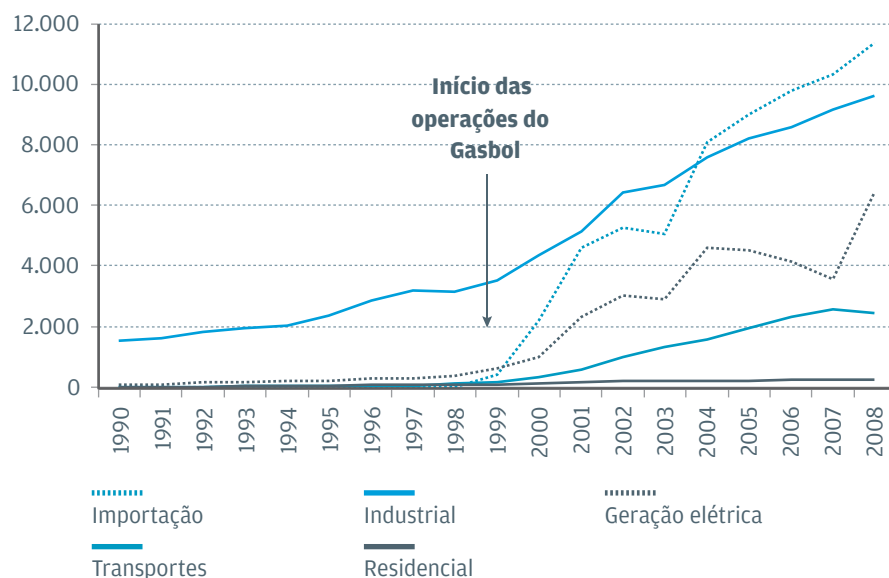


Figura 9:
Brasil: Importação
e consumo de
gás natural por
setor (MMcm)

Fonte: Elaboração
própria a partir
de dados do
MME (2010).

Cuiabá II, o gasoduto foi responsável pela transformação da matriz energética mato-grossense.

Em 2000, no esforço de reduzir o risco hidráulico do sistema nacional integrado (SNI), que se sucedeu à crise do setor elétrico de 2001, e de forma a melhor aproveitar o gás já contratado da Bolívia, foi desenvolvido o Programa Prioritário das Térmicas (PPT). No contexto do programa, além do fornecimento do gás natural a preços inferiores ao do mercado, a Petrobras foi obrigada a garantir o suprimento de gás para as usinas termelétricas inseridas no PPT por um prazo de vinte anos. Nesse sentido, foi desenvolvido por iniciativa da própria Petrobras o projeto Malhas.

Com o objetivo⁵ de expandir a oferta de gás natural para as termelétricas das regiões Sudeste e Nordeste inseridas no PPT, o projeto consistiu em uma modelagem de negócio, proposta pela própria Petrobras, voltada para a expansão do sistema de transporte de gás natural dessas regiões. Os investimentos na ampliação da malha

5. Hoje, o principal objetivo do projeto Malhas é garantir o suprimento da demanda do setor industrial, além de estimular a massificação do uso do gás natural, com o aproveitamento do combustível em projetos de cogeração e geração distribuída, para processos de aquecimento e refrigeração, nos segmentos residencial e comercial.

Sudeste concentraram-se na construção do Gasoduto Campinas (SP) – Japeri (RJ), com 448 quilômetros de extensão e uma capacidade diária de transporte de 8,7 milhões de m³ de gás natural. O início da construção, previsto para 2003, ocorreu somente em setembro de 2004, após a liberação do licenciamento ambiental pelo Ibama, e a obra foi concluída em agosto de 2007. O investimento custou para o consórcio liderado pela Transportadora do Nordeste e Sudeste S.A. (TNS)⁶ cerca de 900 milhões de reais.

A ampliação da malha Nordeste consistiu na implantação de sete gasodutos e ramais, totalizando 962 quilômetros de extensão, na construção de oito *citygates* e na instalação de duas estações de compressão na Bahia, nos municípios de Candeias e Catu. O projeto teve por objetivo atender à demanda de gás natural já contratada naquela região.

Em 2007, no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), a Petrobras antecipou os projetos de construção dos gasodutos Urucu-Coari-Manaus e Sudeste-Nordeste (Gasene). O gasoduto que abastece as térmicas de Manaus com o gás da região de Urucu tem uma extensão de 662 km e foi inaugurado em novembro de 2009. O projeto orçado inicialmente em 1,3 bilhão de reais custou para Petrobras quase quatro vezes mais, 4,58 bilhões de reais.

No caso do Gasene, inicialmente orçado em 4,6 bilhões de reais, a construção dos 1.387 quilômetros ligando as malhas Sudeste e Nordeste custou para a Petrobras cerca de 7,2 bilhões de reais. O gasoduto da integração Sudeste-Nordeste é o maior em extensão construído no Brasil nos últimos dez anos. Com uma capacidade potencial de transporte de 20 milhões de m³/dia, o Gasene cumpre a função estratégica de integrar as malhas de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste.

Em 2006, a Petrobras decidiu incorporar todas as suas transportadoras de gás em uma só companhia com o nome de Transportadora Associada de Gás (TAG), a fim de absorver sete transportadoras nas quais a estatal tem participação acionária relevante, controle

6. Subsidiária da Gaspetro.

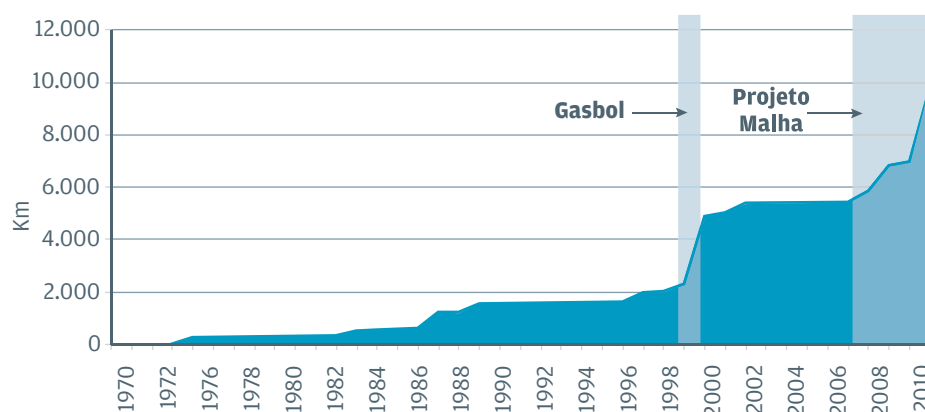


Figura 10: Brasil: Evolução da malha de transporte de gás natural até 2010

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2012) e Petrobras (2011).

acionário ou 100% das ações, assim como os novos projetos. A incorporação⁷ das empresas transportadoras tem sido feita de forma gradual em função da complexidade, principalmente, nas situações em que a Petrobras não é a única acionista e o centro de operação é independente da Transpetro, como é o caso da TBG.

Entre 2009 e 2011, uma série de novos investimentos em gasodutos foi executada pela Petrobras: Gasoduto Paulínia-Jacutinga (93 quilômetros), Gasduc III (178 quilômetros), Gasoduto Cacimbas-Catu (946 quilômetros), Gasbel II (266 quilômetros), Pilar-Ipojuca (181 quilômetros), Caraguatatuba-Taubaté (96 quilômetros), entre outros.

A análise da evolução dos investimentos na rede de gasodutos brasileira mostra que, mesmo após a abertura da indústria de gás natural trazida pela Lei 9.478, a expansão da malha de transporte continua dependente dos investimentos da Petrobras condicionados aos programas de desenvolvimento do governo federal, como se vê na **figura 10**.

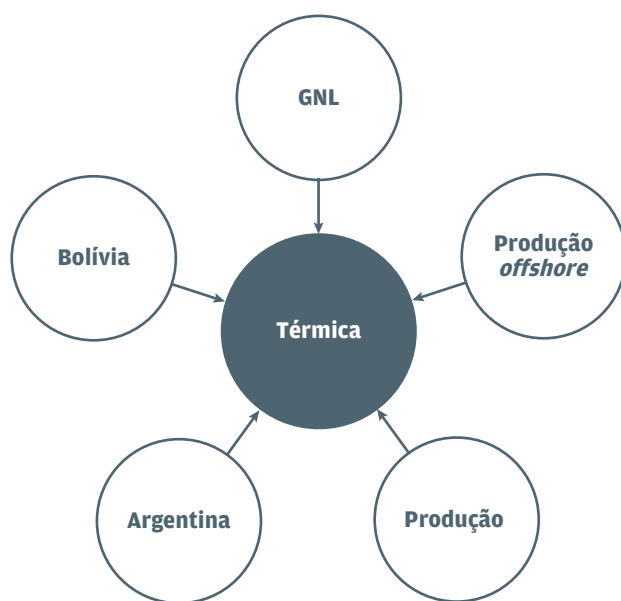
Perspectivas de suprimento de gás natural para o setor elétrico

A análise das condições de oferta de gás natural no Brasil mostra que, atualmente, o suprimento doméstico depende tanto dos ní-

7. Até março de 2010, apenas as transportadoras Capixaba de Gás S.A. (TCG) e a Nordeste Sudeste S.A. (TNS) haviam sido incorporadas pela TAG.

veis de produção nacional quanto das importações de gás natural boliviano e de GNL. No primeiro trimestre de 2013, cerca de 50% da oferta doméstica de gás natural dependeu das importações. Esse fato levanta uma importante questão: é possível expandir o parque de geração termelétrica a gás natural com base nesse perfil de suprimento?

Figura 11:
Potenciais fontes de
suprimento de gás
natural para o Brasil



Nesse contexto, faz-se necessário analisar as perspectivas futuras das diferentes fontes de suprimento de gás natural para o Brasil, em termos de preço e segurança de fornecimento. A **figura 11** mostra as cinco potenciais fontes de fornecimento de gás natural para o setor termelétrico brasileiro.

Oferta argentina de gás

A privatização e a liberalização da indústria argentina de gás, no início da década de 1990, atraíram muitos investimentos para o setor de *upstream*, resultando em um aumento importante da produção de gás na Argentina. Nesse contexto, a Argentina optou por

não renovar seu contrato com a Bolívia, de modo que as importações argentinas foram interrompidas em 1999, quando o Gasbol foi inaugurado.

Em 2001, a crise econômica na Argentina descortinou um novo cenário para indústria de gás naquele país. Uma das consequências dessa crise econômica foi a revisão do processo de abertura do mercado de gás. Sendo assim, a partir de 2001, o preço do gás foi congelado em patamares extremamente baixos enquanto os preços do petróleo e do gás dispararam no mercado internacional.

A Argentina insistiu durante toda a década em uma política de congelamento dos preços domésticos em níveis que ficaram abaixo de 1 dólar por MBtu para o produtor. Essa política de congelamento começou a ser flexibilizada a partir de 2005, mas os preços do gás na Argentina permanecem até hoje muito mais baixos que os praticados nos principais mercados internacionais, inclusive no Brasil.

A principal consequência desse processo de congelamento de preços foi a redução drástica dos investimentos na exploração. Essa redução dos investimentos fez com que as reservas argentinas entrassem em uma trajetória descendente a partir de 2001. Desta forma, observou-se uma acentuada queda na taxa de reservas/produção.

No período entre 2001 e 2008, a produção aumentou em 12%, enquanto as reservas sofreram um decréscimo de 48%. Isso levou a relação R/P de gás de apenas oito anos a uma situação crítica, dada a matriz energética argentina (o gás representa 50% da matriz). Tendo em vista este contexto de restrição de oferta de gás, o governo argentino negociou com a Bolívia para retomar suas importações, o que ocorreu em 2004, por meio de um convênio temporário de comércio de gás com contratos para importação de cerca 4 MMm³/dia por seis meses. Em novembro do mesmo ano, os governos argentino e boliviano acertaram um novo acordo para importações de cerca de 6,5 MMm³/dia até dezembro de 2005.

Em 2006, a Argentina e a Bolívia entraram em entendimento para um contrato de longo prazo até 2026. Este novo contrato foi matéria de um acordo binacional de integração, que inclui a construção de um novo gasoduto de transporte de gás da Bolívia para

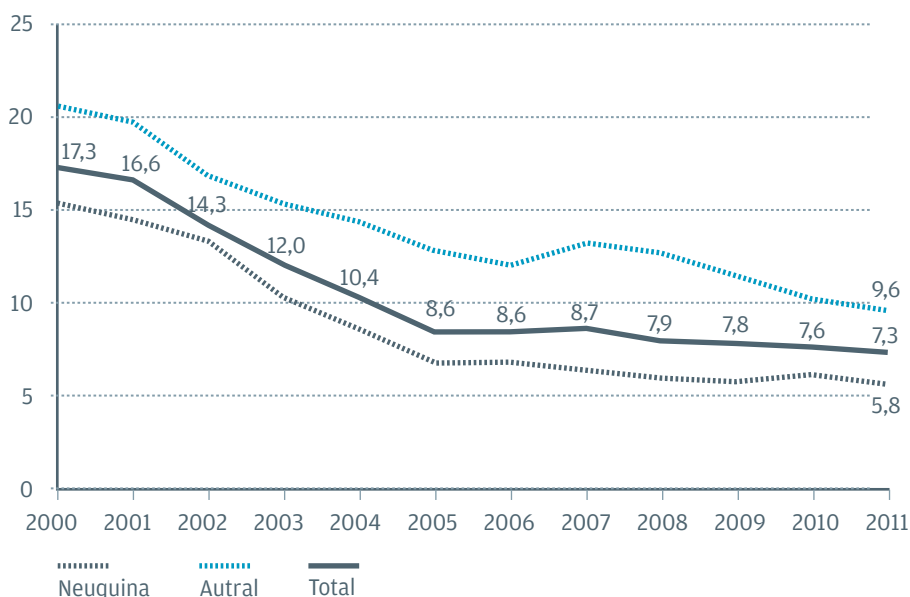
a Argentina. Trata-se do Gasoduto do Noroeste Argentino (projeto GNEA), que abasteceria algumas províncias do norte da Argentina que fazem fronteira com o Brasil e atualmente não têm infraestrutura de gás natural.

O caráter estratégico do gás natural para a Argentina leva a crer que, em longo prazo, o governo argentino deverá viabilizar economicamente o aproveitamento do potencial de produção de gás no país. Porém, caso fique claro que existe a possibilidade de aumentar as reservas e a produção doméstica, as atuais políticas restritivas teriam que ser revistas. Até recentemente uma parcela importante dos analistas argentinos argumentava que, mesmo que o país mudasse sua política de preços, as reservas de gás da Argentina não subiriam significativamente, considerando o estágio atual de maturidade das principais províncias gasíferas do país. Contudo, deve-se destacar que o cenário geológico para o gás natural argentino mudou radicalmente nos últimos anos. Isto ocorreu em função da constatação de que a Argentina é um dos países com maior potencial de produção de gás não convencional no mundo, em particular de *shale gas*.

Figura 12:

Argentina: Relação reserva e produção

Fonte: Brandt (2013).



O Departamento de Energia dos Estados Unidos, em um estudo realizado em 2013, coloca a Argentina como um dos países com maior potencial para seguir a trajetória norte-americana de produção de gás não convencional. O estudo apontou um volume de reservas recuperáveis de gás de xisto que equivale a 55 vezes o das reservas provadas da Argentina em 2010. Estima-se que exista na Argentina 21,9 trilhões de m³ de gás não convencional. Este gás está localizado em bacias que, atualmente, já são produtoras de gás convencional, e, por isso, já possuem infraestrutura de tratamento, escoamento e condições de transporte. Uma dessas bacias é a de Neuquén, onde se localizam atualmente os maiores campos de gás convencional.

Em relação ao preço doméstico, vale ressaltar que o governo criou em 2006 o programa Gas Plus, que prevê a remuneração do gás produzido em novos campos com preços muito acima daqueles praticados em campos antigos. A Secretaria da Energia Argentina já aprovou cerca de quarenta projetos no programa Gas Plus. Os preços pagos aos produtores nesses projetos, negociados caso a caso, situaram-se entre 4 e 5 dólares por MBtu. Portanto, o “gasnovo” na Argentina já está sendo remunerado ao nível do Henry Hub, que se encontra em torno de 4 dólares atualmente.

Contudo, segundo Brandt (2013), mesmo com a tentativa do governo argentino em realinhar os preços domésticos com os preços

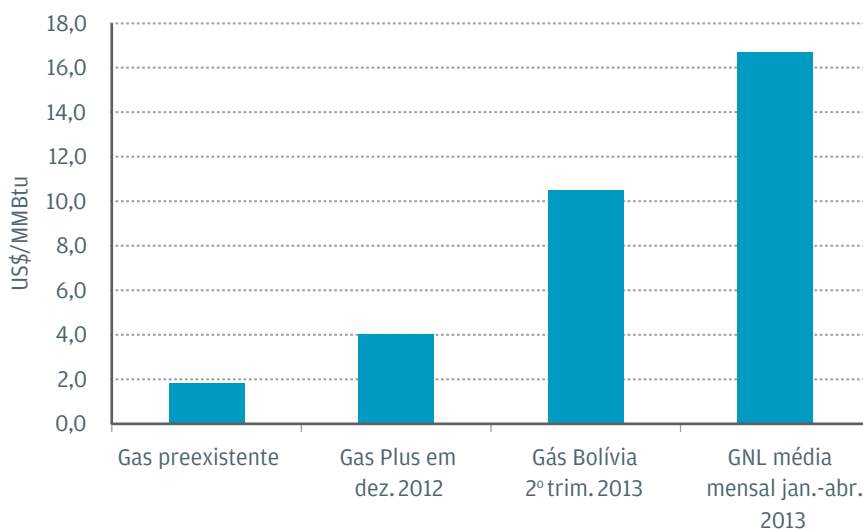
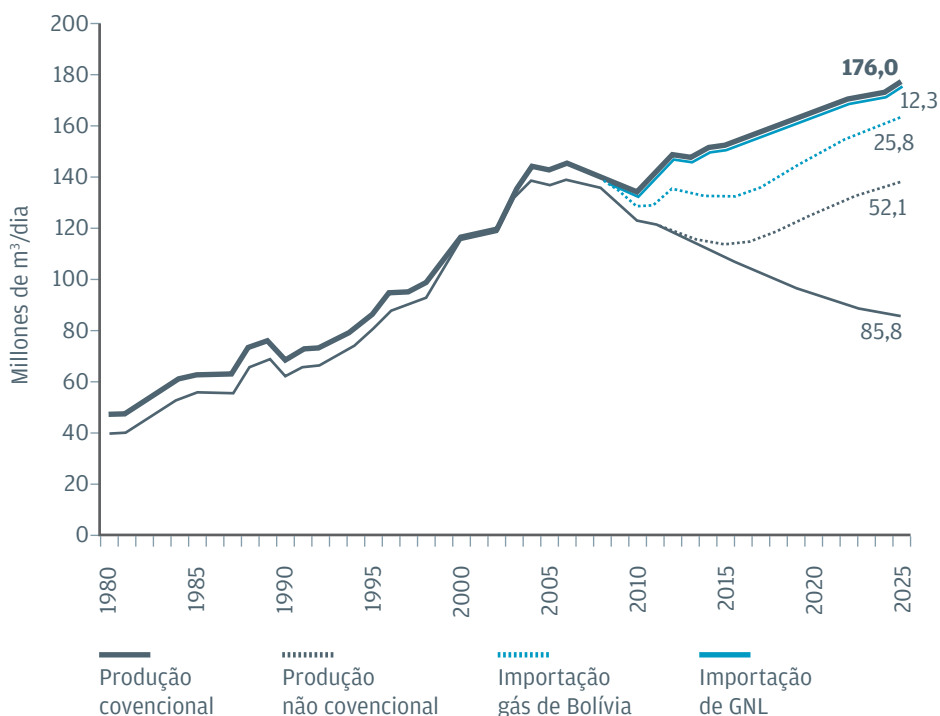


Figura 13:
Preço do gás
natural

Figura 14:
Argentina: Projeção
da demanda
da oferta de
gás natural

Fonte:
Brandt (2013).



internacionais, o enfoque de curto prazo e a orientação da política energética voltada para o mercado interno; a existência de um desequilíbrio estrutural entre a oferta e a demanda; a defasagem remanescente entre os preços internos e os preços internacionais; e os problemas macroeconômicos do país impedem que a potencial expansão da produção de gás não convencional na Argentina equilibre, em curto e médio prazo, a demanda e a oferta de gás natural. Assim, até 2025, a Argentina continuará dependente da importação de gás natural tanto da Bolívia quanto de GNL.

A **figura 14** mostra as projeções feitas por Brandt (2013) sobre o mercado de gás natural na Argentina. Como se pode perceber, o aumento da produção não convencional é mais do que compensada pela redução da produção convencional, o que, dado o crescimento da demanda, exige um aumento das importações de gás natural.

Oferta boliviana de gás

A nacionalização da indústria de gás e petróleo em 2004 gerou grandes incertezas para as empresas de petróleo e gás na Bolívia. Apesar das empresas terem buscado negociar com os agentes políticos daquele país na tentativa de viabilizar um processo de nacionalização que mantivesse a atratividade para os investimentos privados, o processo político boliviano acabou desembocando no pior cenário possível para essas empresas.

Em maio de 2005 foi promulgada uma nova Lei de Hidrocarbonetos, criando um imposto adicional aos *royalties* no valor de 32% da receita dos campos.⁸ Além disso, a lei impôs a renegociação de todos os contratos de concessão em vigor, tendo o Estado boliviano, via a empresa estatal YPFB, retomado a propriedade dos recursos. As empresas internacionais, por sua vez, se tornaram meras prestadoras de serviços para a YPFB.

Em 1º de maio de 2006 foi emitido o Decreto Supremo 28.701 pelo presidente Evo Morales, no qual foram revertidas as privatizações ocorridas nos anos 1990 no setor de hidrocarbonetos. Da mesma forma, foram vendidos ao governo 50% mais um das ações das empresas do *downstream*. Depois, o governo ainda ampliou de 50% para 82% os impostos sobre os grandes campos de gás natural. A total revisão do arcabouço institucional do setor de gás natural na Bolívia e a instabilidade política que se instalou no país implicaram a criação de um ambiente instável e hostil para a viabilidade econômica dos investimentos no setor de gás natural. Além disso, contribuíram para o surgimento de incertezas quanto à capacidade da Bolívia de cumprir com seus compromissos relativos ao suprimento de gás para o Brasil e para a Argentina.

Entre 1996 e 2004, muitas empresas internacionais decidiram investir na área de exploração de gás na Bolívia, com a perspectiva de exportação de gás para o Brasil. Nesse contexto, os investimentos em E&P saltaram de cerca de 100 milhões de dólares, em 1996,

8. Os *royalties* sobre a produção de petróleo e gás eram de 18% do valor da produção.

para cerca de 600 milhões de dólares em 1998, viabilizando novas descobertas e permitindo um aumento considerável nas reservas provadas do país, que saltaram de cerca de 140 BMC, em 1996, para cerca de 850 BMC em 2001.

A partir de 2006, contudo, as mudanças no ambiente institucional da Bolívia reduziram drasticamente o ritmo de investimentos no país, de modo que as reservas provadas caíram para 275 BMC em 2011. Este volume de reserva é suficiente para manter os níveis atuais de produção durante 23 anos. Embora pareça elevado, essa relação reserva-produção mostra-se muito pouco confortável para fazer frente aos contratos do país com o Brasil e com a Argentina, diante do elevado crescimento da demanda interna.

Em abril de 2011, a descoberta de uma importante jazida de gás natural no campo de Aquío, localizado no bloco de Incahuasi entre os departamentos de Santa Cruz e Chuquisaca, no sudeste da Bolívia, trouxe um alívio e uma ponta de esperança para os agentes do setor. O governo boliviano estima que o campo de Aquío tenha uma reserva de até 85 BMC e um potencial de produção de até 18 MMm³/dia, no pico da produção. Com essa descoberta, a reserva de gás boliviana subiria para 359 BMC.

Atualmente dos cerca de 40 MMm³/dia ofertados nacionalmente, por volta de 8 MMm³/d destinam-se ao atendimento do mercado doméstico, e os 32 MMm³/dia restantes se destinam à exportação para o Brasil e para a Argentina. Nesse contexto, com base nas descobertas atuais, o GEE (2012) estima dois cenários de oferta de acordo como a possível evolução do ambiente político do país. No primeiro (oferta restringida), as empresas minimizariam investimentos nos campos em produção e em desenvolvimento. Nesse caso, o GEE prevê que a produção de gás boliviana atingiria um máximo de 55 MMm³/dia em 2015 e começaria a decair.

No segundo cenário (oferta negociada) os recursos gasíferos existentes seriam desenvolvidos (inclusive Aquío) a partir de uma negociação com o governo para viabilizar esses investimentos. Nesse caso, a produção atingiria 70 MMm³/dia até 2016, quando

começaria a decair. Isso significa que, para manter o nível de suas exportações de gás para além de 2019, quando encerra o contrato com o Brasil, a Bolívia deve necessariamente reativar o esforço exploratório.

Contrapondo esses dois cenários de oferta com a soma das demandas potenciais brasileira, argentina e boliviana, o GEE mostrou que, no cenário de oferta restringida, a demanda potencial pelo gás boliviano é mais elevada do que a oferta em todo o período. Por sua vez, no cenário de oferta negociada, a oferta é mais elevada do que a demanda em quase todo o período. Entretanto, mesmo no cenário de maior oferta, existem alguns problemas pontuais com o atendimento da demanda, como por exemplo nos anos de 2016 e 2021.

A **figura 15** compara a demanda prevista com os dois cenários de oferta elaborados. Como se pode observar, no cenário de oferta restringida não será possível cumprir com os contratos de exportação de gás para o Brasil e para a Argentina. Nesse panorama, haveria gás apenas para o mercado doméstico e para o Brasil. Ainda assim,

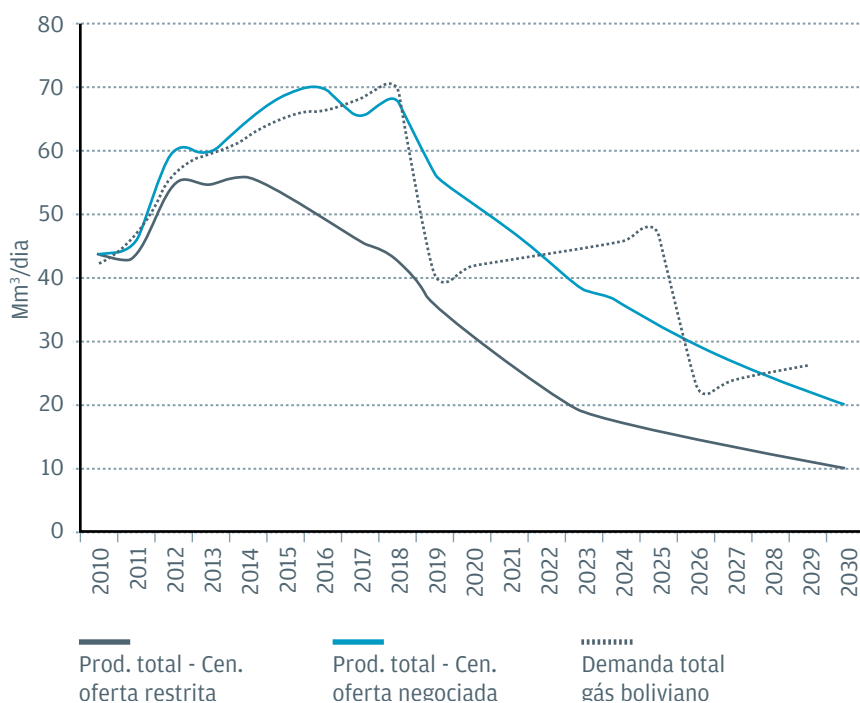


Figura 15:
Bolívia: Balanço
entre demanda
prevista e cenários
de oferta

Fonte: GEE (2012).

ocorreriam problemas pontuais para atender ao contrato brasileiro em 2017, mesmo sem entregar gás para a Argentina.

No cenário de oferta negociada seria possível atender à demanda dos contratos atuais. Ou seja, para garantir a oferta de gás, o governo boliviano precisa negociar com as empresas para viabilizar os investimentos nos campos atualmente em desenvolvimento (Marguerita e Itaú) e, sobretudo, criar condições para o desenvolvimento dos campos da área de Incahuasi (Aquío e Ipatí), da Total e Tecpetrol.

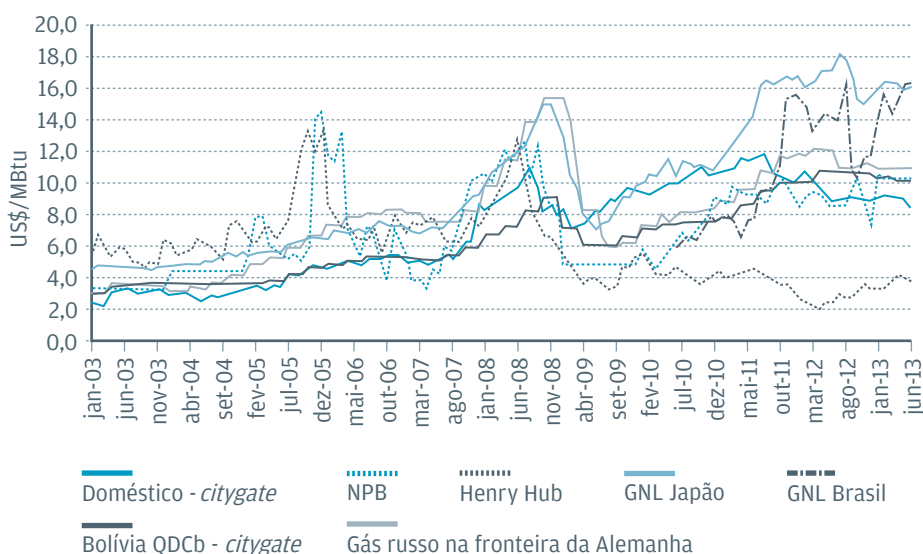
GNL

No que se refere ao GNL, percebe-se, a partir da análise dos preços nos principais mercados internacionais, que o preço do gás natural, com exceção do mercado norte-americano, tem se situado entre 16 e 10 dólares o milhão de BTU. Assim, pode-se afirmar que, com exceção dos EUA, o preço do gás natural no mundo se mantém em níveis elevados, o que reflete nos preços do GNL. No primeiro semestre de 2013, por exemplo, o preço

Figura 16:

Preços
internacionais
do gás natural

Fonte: GEE (2013).



médio do GNL contratado no Brasil foi de 14 dólares/MBtu, o que nos leva a questionar a viabilidade econômica de expandir o parque termelétrico brasileiro sustentado na importação de GNL.

Segundo Barroso e Bezerra (2012), considerando um nível de inflexibilidade de 40%, o preço do gás deve se situar abaixo de

	Henry Hub	Liquefação	Frete Brasil	Regas Brasil	Gasoduto Brasil	Preço internalizado
2012	5,32	3,0	0,4	0,71	0,35	9,78
2013	5,47	3,0	0,4	0,71	0,35	9,93
2014	5,49	3,0	0,4	0,71	0,35	9,95
2015	5,63	3,0	0,4	0,71	0,35	10,09
2016	5,76	3,0	0,4	0,71	0,35	10,22
2017	5,83	3,0	0,4	0,71	0,35	10,29
2018	5,9	3,0	0,4	0,71	0,35	10,36
2019	5,99	3,0	0,4	0,71	0,35	10,45
2020	6,23	3,0	0,4	0,71	0,35	10,69
2021	6,48	3,0	0,4	0,71	0,35	10,94

Figura 17:

Estimativas de preço do GNL internalizado no Brasil

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BEN.

US\$ 8,5/MBtu para viabilizar projetos termelétricos considerando o preço teto do leilão A-3 de 2012. Nesse sentido, a utilização do GNL para o atendimento das térmicas brasileiras só se viabiliza a partir de subsídios cruzados entre os diferentes segmentos de consumo.

Apesar dos preços elevados, argumenta-se que uma possível expansão da capacidade de liquefação nos EUA poderia reduzir os preços nos mercados internacionais. Contudo, partindo da projeção de preço para o Henry Hub e dos custos referentes à liquefação, ao transporte de GNL, à regaseificação e ao transporte terrestre, chega-se à conclusão de que o preço de internalização do GNL, produzido nos EUA, não deve ser inferior a US\$ 9,78/MBtu no Brasil, o que cria limitações para a expansão da geração termelétrica sustentada na importação de GNL.

Produção de gás *offshore*

As descobertas recentes de petróleo e gás natural no *cluster* do pré-sal trazem uma visão otimista acerca da oferta doméstica de gás natural. Em 2012, as reservas *offshore* totalizaram 459 BMC. Estima-se, contudo, que com a exploração da área do pré-sal essas reservas possam atingir cerca de 1,1 TCM em 2020 (PDE, 2030).

Nesse contexto, acredita-se que a produção bruta da região do pré-sal (reservas descobertas) poderá atingir 124 MMm³/d em 2021 (BEN, 2013). Contudo, esse incremento da produção não implica necessariamente um aumento no mesmo montante na oferta interna. Isso porque, se descontarmos os valores estimados de queima, o consumo próprio no E&P e a reinjeção, o aumento da oferta interna proveniente do pré-sal deverá ser somente de 31 MMm³/dia.

Outro obstáculo para o aproveitamento do gás natural proveniente da região do pré-sal é a necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento. A distância da costa e a profundidade do leito marinho, na região, elevam os custos dos projetos de gasodutos de escoamento, o que poderá se refletir nos preços do gás natural. Atualmente, existem três rotas de escoamento do gás do pré-sal, que irão totalizar, até 2020, uma capacidade de movimentação de 40 MMm³/dia. Assim, mesmo que se aumentem os níveis de aproveitamento da produção de gás natural proveniente do pré-sal, haverá em curto e médio prazo uma dificuldade de trazer volumes superiores a 40 MMm³/dia para a costa.

Figura 18:
Estimativas
de produção e
aproveitamento
do gás natural no
pré-sal (MMm³/d)

Fonte: Elaboração
própria a partir de
dados da BEN.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Produção bruta pré-sal (R. Descobertas)	41,3	47,9	55,3	64,5	85,6	103,8	113,9	120,1	124,2
Queima (5%)	2,1	2,4	2,8	3,2	4,3	5,2	5,7	6,0	6,2
Consumo EP (20%)	8,3	9,6	11,1	12,9	17,1	20,8	22,8	24,0	24,8
Rejeição (50%)	20,7	24,0	27,7	32,3	42,8	51,9	56,9	60,1	62,1
Oferta líquida	10,3	12,0	13,8	16,1	21,4	25,9	28,5	30,0	31,1

Parte dos 15 MMm³/d de capacidade de movimentação da rota três será destinada para atender o Comperj, o que irá reduzir consideravelmente a oferta de gás natural para o segmento termelétrico e para a indústria. Nesse sentido, embora as novas descobertas do pré-sal aumentem o potencial de produção nacional, existem algumas restrições em relação ao aproveitamento desse gás no segmento termelétrico.

Produção de gás *onshore*

Se no caso da produção *offshore* a falta de gasodutos de escoamento funciona como uma barreira à utilização do gás natural nas térmicas brasileiras, no caso da produção *onshore* a falta de infraestrutura de transporte em algumas regiões potencialmente produtoras pode estimular o aproveitamento do gás natural para a geração de termelétricidade.

Atualmente, as reservas provadas em terra estão em torno de 72 BMC, enquanto a produção encontra-se próxima a 16 MMm³/dia. Excetuando a região de Urucu, o índice de aproveitamento do gás em terra está em torno de 86%, apesar de algumas regiões se encontrarem distantes das malhas de transporte de gás natural.

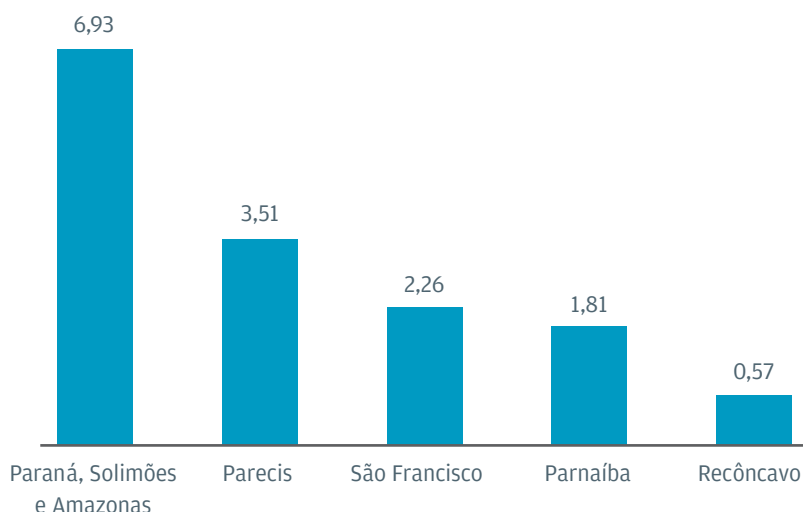


Figura 19:
Recursos estimados
em solo (TMC)

Outra importante diferença entre a produção *onshore* e a *offshore* está relacionada à estrutura da indústria. Se em mar a produção mostra-se centralizada na Petrobras, em terra, o número de áreas de concessão de outras empresas é bastante elevado. Isso se explica pelas reduzidas necessidades de investimento e consequentemente pelos menores riscos quando comparados com a produção *offshore*.

A expansão da produção *onshore* reflete os investimentos recentes realizados por diversos agentes nas bacias do Solimões, Parnaíba e São Francisco. Somente nessa última região, agentes como Petra, Orteng, BR, Shell, Imetame e Cisco realizaram conjuntamente, em 2011, investimentos na ordem de 400 bilhões de reais na exploração de gás natural convencional e não convencional.

O aumento da produção em terra reflete apenas parte do potencial geológico das bacias terrestres brasileiras. Segundo dados da EIA (2013), as bacias do Paraná, Solimões e Amazonas possuem, somadas, um potencial de recursos, em solo, na ordem de 6,93 TMC. Segundo a ANP, os recursos em solo das bacias do Parecis e do Parnaíba estão em torno de 3,51 e 1,81 TMC, respectivamente. No caso da bacia do São Francisco, as informações fornecidas pelos operadores mostram que os recursos em solo devem ser de 2,26 TMC aproximadamente.

Esse potencial produtivo das áreas em terra no Brasil se reflete na organização da 12ª rodada de licitação. Esta deverá licitar diversos blocos de exploração de gás natural em sete bacias terrestres, como pode ser visto na **figura 20**.

Considerações finais

A expansão da produção de gás natural em terra pode contribuir significativamente para a expansão do parque termelétrico brasileiro a gás natural. Isso porque, na maioria dos casos, os custos de produção e de escoamento em terra mostram-se inferiores aos custos em mar. Ademais, considerando a distância de algumas regiões produtoras da malha de transporte e as dificuldades enfren-



Figura 20:
Áreas potenciais
da 12ª rodada
de licitação

tadas para a expansão dos investimentos em novos gasodutos, o consumo no segmento termelétrico passa a ser a melhor, se não a única alternativa de monetização do gás natural.

Mesmo no caso das regiões próximas a malha de transporte, a existência de outros agentes diferentes da Petrobras na produção de gás natural pode estimular o consumo térmico. Isso porque o controle da infraestrutura de transporte pela Petrobras e a participação desta nas empresas de distribuição criam um obstáculo para outros produtores na comercialização de seu gás, principalmente nos estados onde a figura do consumidor livre ainda não está regulamentada. Na outra ponta, os agentes do setor termelétrico vêm enfrentando dificuldades para participar dos leilões de energia, uma vez que não conseguem a garantia contratual de fornecimento de gás natural por parte da Petrobras, o que é exigido nesses leilões. Sendo assim, não somente a expansão da produção em terra tende a contribuir para um crescimento do setor termelétrico brasileiro, como a expansão do consumo no setor termelétrico pode viabilizar a monetização de alguns reservatórios de gás em terra.

Referências

- ALMEIDA, E.; COLOMER, M. *Indústria do gás natural: Fundamentos técnicos e econômicos*. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). 2010, 2012, 2013.
Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 9 jan. 2013.
- BARROSO, L.; BEZERRA, B. *Challenges and Opportunities for the Development of Gas Markets and Gas Fired Generation in South America: The Brazilian Experience*. III Jornadas de Economía de la Energía. Santiago, Chile, 2012.
- BICALHO, R.; ALMEIDA, E. *A evolução das tecnologias de uso e a reestruturação da indústria do gás natural: Turbinas, motores e pilha a combustível*. Rio de Janeiro: Projeto Gaspetro, 2000.
- BNDES. *Perspetivas para o gás natural*. *Informe Setorial*, n. 17, 1997.
Disponível em: <www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Seminario_Gas_Nao_Convencional/hugo_repsold_petrobras.pdf>. Acesso em: 9 jan. 2013.
- BRANDT, R. *Mercado de gas en Argentina: Situación actual y perspectivas*. 14º Seminário de Gás Natural do IBP, Rio de Janeiro, 2013.
- CECCHI, J. C. *Superintendência de comercialização e movimentação de gás natural*. Relatório. Rio de Janeiro: ANP, 2001.
- BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. BEN, 2010. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2010.pdf>. Acesso em: 9 jan. 2013.
- EIA. *Fuel Oil Use in Manufacturing*. Department of Energy. 2000.
Disponível em: <www.eia.doe.gov/emeu/consumptionbriefs/mecs/fueloil/>. Acesso em: 9 jan. 2013.
- EIA 2012. Disponível em: <[www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf)>. Acesso em: 9 jan. 2013.
- GABINETE DE ESTRATÉGIA E ESTUDOS. GEE, 2012. Disponível em: <[www.souzacruz.com.br/group/sites/sou_7uvf24.nsf/vwPagesWebLive/DO88VSD6/\\$FILE/medMD99GPVK.pdf?openelement](http://www.souzacruz.com.br/group/sites/sou_7uvf24.nsf/vwPagesWebLive/DO88VSD6/$FILE/medMD99GPVK.pdf?openelement)>. Acesso em: 9 jan. 2013.

- MACULAN, B.; SILVA JR., A. Mercado nordestino de gás natural: Suprimento pela importação de gás natural liquefeito (GNL). In: *Anais da Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*. Rio de Janeiro, 2006.
- MASTERS, J. *The potential Impact of technology on industrial gas utilisation*. IEA International Conference on Natural Gas Technologies. Berlim, 1996.
- MME. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 3 jun. 2007.
- OLIVEIRA, A.; LOSEKANN, L. *O novo mercado elétrico: Perspectivas para o gás natural*. Rio de Janeiro: Projeto Gaspetro/IE/UFRJ, 1999.
- _____. *Novos mercados para o gás natural: Evolução e perspectivas da cogeração no Brasil*. Rio de Janeiro: Projeto Gaspetro/IE/UFRJ, 2000.
- PDE. 2030. Disponível em: <www.epe.gov.br/pne/forms/empreendimento.aspx>. Acesso em: 9 jan. 2013.
- SOUZA, M.; WALTER, A.; FAAIJ, A. Viabilidade do uso do gás natural como combustível complementar em sistemas BIG-CC, em usinas de açúcar e álcool. *Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro, p. 1.172-1.180, 1999.
- TOLMASQUIN, M.; SZKLO, A. *A matriz energética brasileira na virada do milênio*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2000.

A necessidade de expansão da geração térmica no Brasil

6.

Nivalde J. de Castro e Roberto Brandão

A pesar de o Brasil apresentar grande potencial para expandir a geração baseada em fontes renováveis a custos competitivos, haverá também a necessidade de contratar de novos projetos termelétricos. Isso decorre principalmente da intermitência do potencial renovável remanescente (usinas eólicas, hídricas a fio d'água e geração solar), que precisa ser complementado por fontes controláveis, que incluem as termelétricas. Neste capítulo é feita uma análise crítica do PDE 2021, que procura mostrar as razões metodológicas que levaram o documento a supor possível e econômico uma expansão da geração sem contratação substancial de projetos termelétricos adicionais.

O Brasil é e continuará sendo, por muito tempo, uma exceção em nível global, “um ponto fora da curva” no que diz respeito à matriz de geração elétrica. Em um mundo que se defronta com a necessidade de mitigar os efeitos do aquecimento global e reduzir a intensidade de carbono de forma substancial, o Brasil é a única entre as grandes economias que pode manter uma baixa intensidade em carbono, no setor elétrico, em longo prazo, sem depender de tecnologias novas ou ainda não consolidadas, e sem que seja necessário conceder pesados incentivos financeiros para aumentar a participação das fontes renováveis de geração.

O Brasil já possui uma matriz elétrica dominada por fontes renováveis e detém potencial para aumentar a oferta de energia renovável em bases economicamente competitivas: somente os potenciais hídrico, eólico *onshore*, biomassa de cana e solar (ainda sem medições precisas) excedem largamente a necessidade projetada de energia elétrica por muitos anos. Apenas para citar as principais fontes, o potencial hidrelétrico brasileiro total é estimado em 251 GW (EPE, 2007), enquanto o potencial eólico é da ordem de 300 GW (TOLMASQUIM, 2011), que se comparam com uma capacidade instalada total em 2011 de 115 GW (EPE 2012).

Mais importante do que dispor de um grande potencial teórico de recursos renováveis, o Brasil tem se mostrado capaz de explorar esse potencial a custos competitivos: na prática, a geração renovável de fonte eólica e hídrica é mais barata nos leilões do que a geração térmica.

Entretanto, mesmo tendo grande disponibilidade de energias renováveis a custos competitivos, a geração termelétrica deverá experimentar substancial avanço no Brasil nos próximos dez a vinte anos. A ideia é garantir a segurança do suprimento e fazer contraponto ao crescimento da participação de fontes não controláveis na matriz de geração, notadamente as hidrelétricas de fio d'água, parques eólicos, biomassa e geração solar.

Termelétricas e o esgotamento da capacidade de regularização com reservatórios

Hoje, a segurança do abastecimento depende da capacidade de regularizar a oferta de energia ao longo do ano através do armazenamento de água em grandes reservatórios, com complementação de termelétricas apenas em situações de hidrologia desfavorável. Os reservatórios são hoje capazes de estocar energia suficiente para abastecer o mercado durante o período seco do ano, caso cheguem relativamente cheios no fim da estação úmida. Além disso, a maior parte das termelétricas são usadas como geração

complementar para substituir parcialmente as hidrelétricas em hidrologias desfavoráveis.

O acionamento das termelétricas, feito quase sempre na base da curva de carga, permite encher mais rapidamente os reservatórios das hidrelétricas quando as aflúências são baixas no período úmido, ou então permite um deplecionamento mais lento dos reservatórios quando o nível destes se mostra relativamente baixo durante o período seco. O resultado desta dinâmica é que as termelétricas têm um nível médio de ociosidade alto.

Entretanto, o parque hídrico brasileiro passa por uma transformação estrutural. Por um lado, o ritmo de construção de novas hidrelétricas deve ser mais lento do que o avanço do consumo. Mesmo assim, a maior parte dos bons aproveitamentos hídricos brasileiros deve estar explorado até 2030, permitindo projetar, tanto em médio como longo prazo, uma redução da participação da hidreletricidade na geração total.

Por outro lado, a energia estocada nos reservatórios das hidrelétricas representará uma proporção cada vez menor da carga anual, o que é fruto tanto do crescimento da geração hídrica em ritmo mais lento que a carga, como também da característica das novas hidrelétricas. Tomando como base os projetos que constam do plano decenal 2021 da EPE (2012), onde não consta nenhuma nova hidrelétrica com reservatório substancial capaz de manter a geração estável durante o período seco de um ano, a diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios é inevitável e acontecerá em ritmo acelerado.

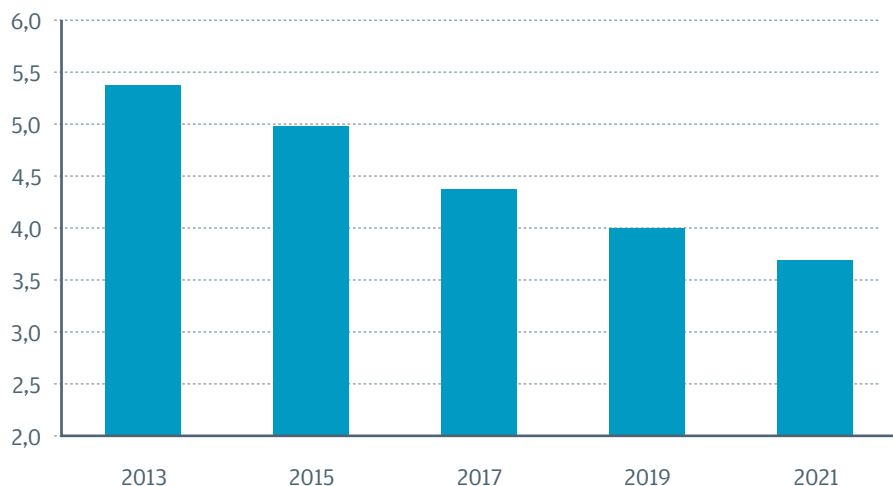
A topografia da região Norte, onde se encontra a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos remanescentes, é um obstáculo técnico à construção de reservatórios com grande capacidade de regularização. O problema principal é que o trecho caudaloso de todos os rios da região encontra-se em baixa altitude, ao contrário do que ocorre nas principais bacias do Sudeste e do Nordeste, que têm trechos caudalosos no planalto central do país. A baixa altitude é desfavorável porque a energia armazenada em um reservatório é em função do volume útil do mesmo e da queda total aproveitada,

incluindo a própria hidrelétrica e todos os aproveitamentos a jusante. Como a queda total na região Norte sempre será relativamente modesta, será preciso construir um reservatório com um volume útil muito grande para estocar uma quantidade expressiva de energia. E, levando em conta que o relevo da região é suavemente ondulado, é provável que reservatórios com grande volume útil tenham uma profundidade média pequena implicando alagar uma área muito grande, o que é difícil de justificar.

A diminuição esperada na capacidade de regularização pode ser visualizada na **figura 1**, que mostra a razão entre a Energia Armazenável Máxima do SIN e a Carga. Segundo EPE 2012, em 2013, esta razão é estimada em 5,4, o que quer dizer que os reservatórios podem estocar, quando cheios, energia equivalente à carga de mais de cinco meses. Em 2021, a projeção da EPE é que esta razão caia para 3,7.

Figura 1:
Razão entre energia
armazenável
máxima e carga

Fonte: Chipp
(2013) com base
em EPE (2012).



Mesmo que na década de 2020 sejam construídas algumas hidrelétricas com reservatório expressivo, ou que se antecipe a construção de projetos com armazenagem, a capacidade de estocagem de energia em reservatórios deve evoluir em ritmo menor do que o crescimento da carga até 2030, tornando a complementação da geração hídrica, inclusive por termelétricas, uma necessidade.

Por outro lado, a geração de energia hídrica vai se tornar crescentemente sazonal devido à concentração no primeiro semestre da geração das novas usinas a fio d'água da região Norte, principalmente nas bacias dos rios Madeira, Tapajós, Xingu e Tocantins. Isto pode ser visto na **figura 2**.

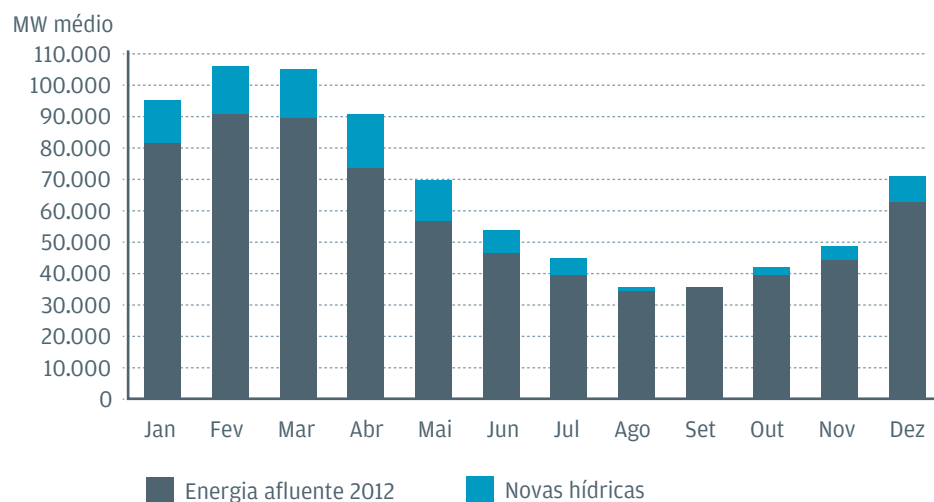


Figura 2:

SIN - Energias
afluente médias
em 2012 e 2021

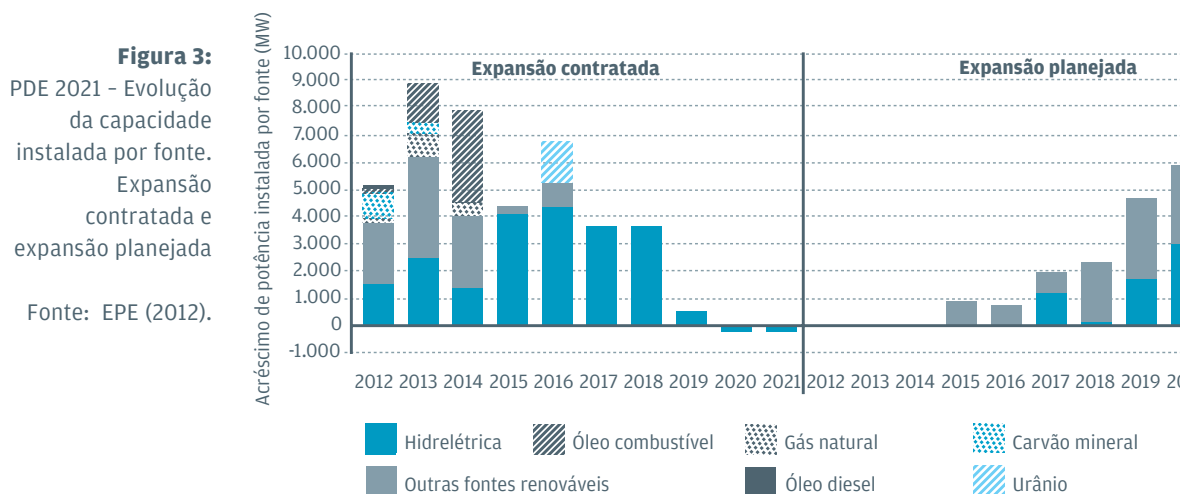
Fonte: Elaboração
própria com base
em EPE (2012).

O sistema atualmente é capaz de estocar, nos reservatórios, a energia das afluições abundantes da estação úmida, para utilizá-la durante a estação seca. Isso continuará a ser feito no futuro, mas com uma importante diferença: haverá crescentes restrições à potência disponível. Será possível utilizar o sistema interligado para transferir a energia das grandes usinas a fio d'água para os centros de carga na época de grandes afluições e, com isso, permitir o enchimento mais rápido dos reservatórios existentes. Mas esse tipo de mecanismo tem limites, até porque as cascatas das regiões Sudeste e Nordeste que possuem grandes reservatórios não terão potência instalada suficiente para abastecer o país durante a estação seca. A consequência é a necessidade de acionar geração térmica complementar não apenas em anos mais secos, mas de forma sistemática em todos os períodos secos. Esse mesmo problema também deve se traduzir em uma dificuldade crescente no atendimento de ponta utilizando somente hidrelétricas, sobretudo durante o período seco do ano.

A expansão projetada no plano decenal

O Plano Decenal 2021 não considera, no seu horizonte de planejamento, a necessidade de contratação expressiva de geração térmica adicional à que já foi contratada em leilões passados. O planejamento oficial prevê apenas 700 MW de nova capacidade em 2021 (EPE 2012). A expansão planejada será feita basicamente com a contratação de geração hídrica de grande porte e com projetos de fontes alternativas (eólica, biomassa e, em menor escala, PCHs).¹ Porém, os autores consideram que a proposta de expansão do PDE 2021 não seja realista e que, como será explicado na seção seguinte, será preciso contratar maior quantidade de projetos térmicos.

Antes, porém, a expansão projetada para a geração segundo o PDE 2021 será apresentada. A **figura 3** mostra a expansão da geração planejada, incluindo usinas já contratadas e uma expansão planejada (indicativa), da qual cerca da metade vem de fontes alternativas.



A composição por fonte do parque gerador ao longo do período de planejamento pode ser visualizada na **figura 4**. Observa-se que

1. O PDE 2022, publicado após a redação do presente capítulo, prevê uma contratação adicional maior de termelétricas, da ordem de 1.500 MW. A necessidade de maior contratação foi derivada da frustração de diversos projetos que obtiveram contratos em leilões, mas que não conseguiram viabilizar-se, ainda que fossem parcialmente compensados por uma redução na carga esperada.

a capacidade instalada de fonte hídrica perde participação no total, mas ela cede espaço essencialmente para as renováveis, que crescem rapidamente, com destaque para a geração eólica, multiplicada por mais de dez no horizonte em questão, e para a biomassa, que praticamente dobra a capacidade instalada.

Problemas na expansão planejada

Os dados do PDE 2021 não devem ser considerados como um cenário provável para a expansão das termelétricas. Uma análise cuidadosa dos resultados da modelagem utilizada indica que foram utilizadas duas suposições muito fortes e que levam a uma superestimativa da capacidade do sistema, proposto a atender à carga projetada sem a contratação de novas termelétricas (CASTRO et al., 2010 e 2012). Os problemas diagnosticados pelos autores são: a suposição de um uso não realista dos reservatórios existentes e a modelagem da geração de pequenas centrais como energia firme. A consequência da imperfeita representação do sistema real é que não se consegue captar adequadamente a principal consequência da perda da capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas, que é a necessidade de fazer uma transição para um sistema em que as termelétricas terão necessariamente um papel crescente, devido ao fato de serem a única alternativa economicamente viável à geração hídrica com a característica de geração controlável.

O primeiro desafio da modelagem utilizada no PDE decorre das limitações da representação do sistema hídrico através de reservatórios equivalentes. O Newave, software utilizado na simulação, usa a metodologia das hidrelétricas equivalentes para representar todo o sistema hídrico de um subsistema. Isso é feito para simplificar os cálculos, uma vez que a modelagem de usinas individualizadas é computacionalmente muito complexa. A usina equivalente é construída de forma rigorosa para ter as mesmas características do conjunto de hidrelétricas que ela visa representar. Trata-se, porém

Figura 4:

PDE 2021 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE

Fonte: EPE (2012).

Fonte	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Renováveis	97.317	101.057	107.230	111.118	116.553	122.616	
Hidro	77.329	78.959	81.517	83.184	87.576	92.352	
Importação	6.275	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	
PCH	4.560	5.009	5.221	5.247	5.388	5.448	
Biomassa	7.750	8.908	9.164	9.504	9.554	9.604	
Eólica	1.403	1.981	5.208	7.151	8.100	9.383	
Não renováveis	19.181	20.766	23.395	27.351	27.351	28.756	
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	
Gás natural	10.209	10.350	11.362	12.055	12.055	12.055	
Carvão	1.765	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	
Óleo combustível	3.316	3.481	4.739	8.002	8.002	8.002	
Óleo diesel	1.197	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	
Gás de processo	687	687	687	687	687	687	
Total	116.498	121.823	130.625	138.469	143.904	151.372	

de uma simplificação e, como tal, possui limitações que podem em alguns casos levar a resultados pouco realistas.

A usina equivalente é um pouco como uma grande usina, com um reservatório que equivale à soma de todos os reservatórios das usinas que o compõem e que recebe todas as afluições das usinas modeladas. O reservatório equivalente armazena a soma da energia que de fato está pulverizada em diversos reservatórios. E a água do reservatório equivalente é turbinada em uma grande casa de força com capacidade instalada equivalente a todo o sistema representado. Por exemplo, as afluições reais das várias bacias hidrográficas do subsistema e o nível real dos vários reservatórios são traduzidas pelo software em uma afluição única e em um nível único de reservatório. E esta energia única está disponível para toda a capacidade instalada de todas as usinas.

Ocorre, porém, que esta simplificação não consegue representar algumas peculiaridades hidráulicas do sistema. Pensemos em uma usina equivalente que representa duas usinas com reservatórios de igual tamanho: agora, vamos supor que uma delas está com o reservatório vazio, e a outra ainda tem 25% da energia máxima armazenável. No mundo real, só a segunda usina será capaz de gerar de forma controlada. A primeira só conseguirá turbinar as afluições

2017	2018	2019	2020	2021
128.214	134.151	139.172	114.889	152.952
97.337	101.233	103.476	106.499	111.723
5.712	5.583	5.441	5.285	5.114
5.578	5.858	6.168	6.688	7.068
9.704	10.454	11.404	12.304	13.454
9.833	11.03	12.683	14.113	15.565
28.756	28.756	28.756	28.756	29.456
3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
12.402	12.402	12.402	12.402	13.102
3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
8.002	8.002	8.002	8.002	8.002
1.048	1.048	1.048	1.048	1.048
687	687	687	687	687
156.970	162.907	167.928	173.645	182.408

do momento. Mas a metodologia de usina equivalente representará este conjunto como uma usina potente com 12,5% da energia armazenável total e será capaz de operar de forma plenamente controlável.

Restrições hidráulicas dessa natureza levam o Operador do Sistema Elétrico a planejar a operação de forma a nunca chegar perto demais do esvaziamento

de cada reservatório equivalente. Com um nível baixo do reservatório equivalente, é bastante provável que uma ou várias usinas estruturalmente importantes já se encontrem sem água suficiente, ocasionando um déficit agudo de potência.

Entretanto, esse comportamento do operador não foi modelado no PDE 2021. Em alguns anos da simulação, mais de 20% dos cenários mostram um nível de 2% ou menos do armazenamento total ao fim de, pelo menos, um mês para o subsistema SE-CO. E a maior parte destes cenários não é de déficit: o *software* entende a situação como uma operação normal compatível com a segurança energética. Porém, na operação real do sistema, o operador tentaria a todo custo evitar esse tipo de situação, lançando mão com grande antecipação de todas as térmicas disponíveis para evitar que o nível de armazenamento se aproximasse de tais níveis. Consultando o histórico da operação,² é possível ver que o nível mais baixo de armazenamento do subsistema SE-CO já registrado foi de 22%, em novembro de 2001, em pleno racionamento.

2. Disponível em: <www.ons.org.br>.

Um problema análogo ocorre com a representação de um reservatório equivalente cheio. No mundo real, isso pode ser difícil de se obter, sobretudo em um sistema complexo composto de várias bacias hidrográficas, como é o caso do subsistema SE-CO. No caso deste subsistema, enquanto a metodologia do reservatório supõe que as afluições se distribuem homogeneamente em todas as usinas, na prática isso não ocorre. Quando várias usinas estão quase cheias, afluições favoráveis, mas distribuídas de forma desigual, podem fazer com que algumas tenham vertimentos, enquanto em outras não há água suficiente para encher o reservatório.

É por isso que o SE-CO nunca encheu completamente. O maior nível de armazenamento registrado no histórico da operação do ONS para esse subsistema foi de 88% em abril de 2011. Mas a modelagem do PDE não reflete essa característica do sistema real: ao longo da simulação, existem anos em que o reservatório equivalente do Sudeste fica 100% cheio, em pelo menos um mês, em mais de 50% dos cenários. Isso quer dizer que a análise dos resultados da simulação do PDE 2021 leva a crer que o sistema projetado dificilmente poderia ser operado de forma econômica. A modelagem aponta custos razoáveis e risco de déficit controlado, mas às custas da suposição de que a capacidade de armazenamento poderia ser usada de forma plenamente flexível, o que, conhecendo as limitações hidráulicas do sistema real, não parece razoável. No mundo real, sem um aumento substancial na capacidade de regularização dos reservatórios, será preciso recorrer à geração térmica para garantir a segurança energética.

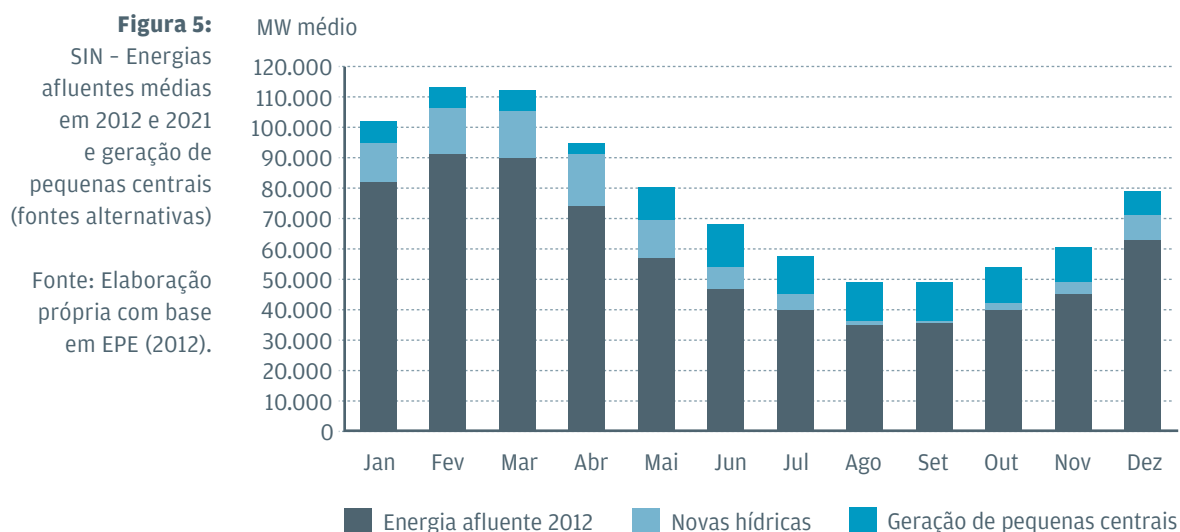
A modelagem do PDE 2021 também possui algumas limitações referentes às pequenas centrais (incluindo PCHs, eólicas e biomassa): apesar da menor capacidade instalada dos projetos individuais, boa parte da expansão projetada entra na classificação de “pequenas centrais” do Newave, o que faz com que os resultados sejam sensíveis à metodologia utilizada na representação dessas centrais. Em 2012, 7,7% da carga é atendido por pequenas centrais (PCHs, eólicas e biomassa), número que chega a 15,7% em 2021 (14 GW_{méd}).

As pequenas centrais, em geral PCHs, eólicas e cogeração a biomassa, são representadas no Newave por sua geração média esperada.³ Isso quer dizer que elas são modeladas como geração determinística, mas que, na verdade, são projetos que não têm geração controlável. Apesar de essa metodologia ser uma aproximação razoável para o comportamento das usinas, a biomassa de cana-de-açúcar tende a gerar de forma constante durante todo o período de processamento da safra de cana, enquanto as pequenas centrais eólicas e PCHs são instáveis. Quer dizer, trata-se de uma representação não fidedigna. As PCHs geram mais em situações de hidrologia favorável e menos em períodos secos. Já as eólicas têm geração altamente flutuante ao longo das horas de um dia e, também, ao longo dos dias de um mês e, por isso, só podem ser utilizadas de forma confiável em um sistema com reserva de geração corretamente dimensionada para atender à demanda instantânea mesmo em momentos de pouco ou nenhum vento.

A análise por subsistema revela que o sistema proposto no PDE é provavelmente difícil de operar no mundo real. Na região Nordeste, as pequenas centrais (eólicas, sobretudo) serão responsáveis pelo atendimento de 32% da carga em 2021. Nos meses de ventos mais intensos (setembro e outubro), esta proporção chega a 43% da carga. Atender a uma proporção tão grande da carga com geração intermitente é um grande desafio técnico. Mas o PDE 2021 não chega a abordar os problemas associados à tamanha penetração de geração intermitente, uma vez que representa a energia eólica como uma geração constante.

O problema da representação das pequenas centrais é ainda mais crítico por elas terem geração concentrada no período do ano em que as novas hidrelétricas a fio d'água da região Norte têm geração baixa. A maior contratação de geração eólica e de biomassa é altamente desejável devido a sua sazonalidade complementar,

3. Em termos mais técnicos, em cada subsistema, a geração média esperada para pequenas centrais, para cada mês, é abatida da carga projetada. Significa que a geração de pequenas centrais acompanha exatamente a curva de carga: há mais geração durante o horário de ponta e menos geração durante a noite.



como pode ser visto na **figura 5**. Nele estão representados: a energia afluyente do parque hídrico de 2012; o acréscimo de energia afluyente das novas hidrelétricas, com entrada em operação prevista entre 2013 e 2021; e a geração de pequenas centrais em 2021. Percebe-se claramente que a geração de novas centrais de fontes alternativas é mais significativa no período de baixas afluências. Isso é excelente do ponto de vista energético, pois permite poupar, durante o período seco, parte da energia armazenada nos reservatórios. Mas pode haver um problema sério no atendimento de ponta: está se configurando um panorama em que há muita energia não controlável justamente no período em que as novas hidrelétricas a fio d'água da região Norte terão pouquíssima potência disponível.

Necessidade de contratação de novas térmicas

Como vimos na seção anterior, a necessidade de contratação de novas termelétricas na ótica do planejamento provavelmente está subestimada. A necessidade dessa contratação tem sido defendida por Chipp (2013). Infelizmente o planejamento oficial não permite,

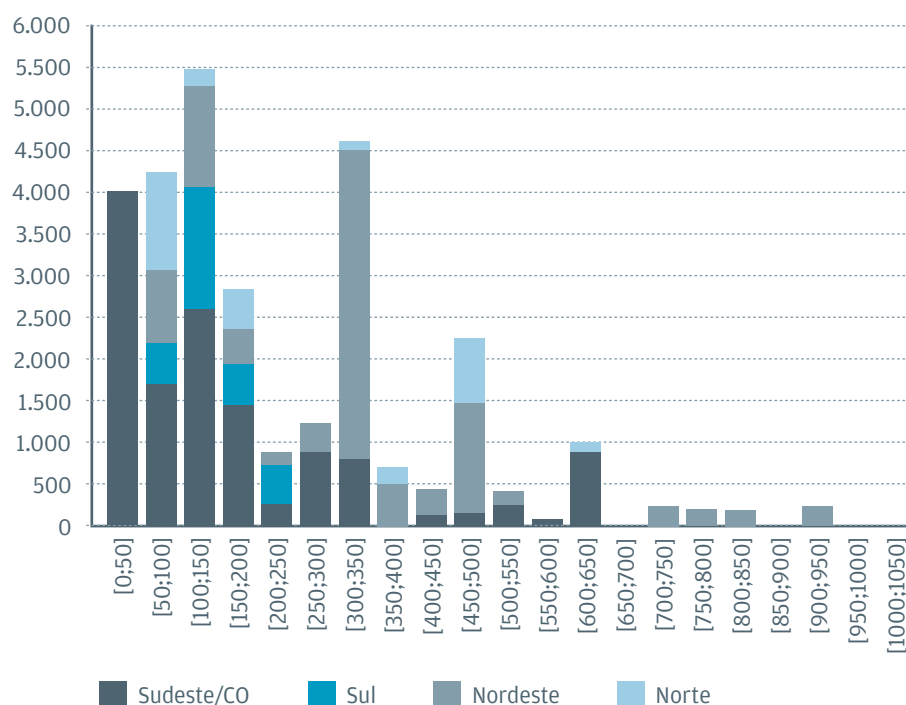


Figura 6:
Distribuição do
parque térmico por
faixa de CVU e por
subsistema (MW)

Fonte: EPE (2012).

devido aos problemas apontados na seção anterior, dimensionar a evolução ótima da matriz, nem, mais especificamente, quantificar a necessidade de aumento da capacidade de geração térmica. Algumas indicações, de caráter qualitativo são, porém, possíveis.

A primeira delas é que, com a perda de capacidade de regularização das hidrelétricas, as termelétricas tenderão a ser acionadas com maior frequência, mesmo em anos de hidrologia normal. Para que isso seja feito de forma econômica, será preciso dispor de termelétricas com características técnicas e econômicas adequadas para gerar com frequência, o que implica custos variáveis, baixos ou moderados. A configuração atual do parque gerador térmico brasileiro não parece adequada, como pode ser constatado na **figura 6**. A maior parte das usinas com geração flexível tem custo variável unitário de geração (CVU) maior que 150 reais/MWh.⁴

4. Na figura, consta um bloco de 4 GW de usinas com CVU de até 50 reais/MWh. Trata-se, porém, das três plantas nucleares, que têm geração pouco flexível. Angra I e II, as únicas já em atividade, funcionam com 90% da geração inflexível, despachada a despeito das condições hidrológicas.

Haverá espaço, portanto, para contratação de geração com características de base, sobretudo para projetos a gás em ciclo combinado ou para térmicas a carvão. O sistema também poderá precisar crescentemente de geração com características técnicas adequadas para operação na ponta (arranque rápido). O balanço de ponta, que no PDE 2021⁵ é considerado equilibrado, em uma análise mais aprofundada pode parecer pouco confiável sem reforço na geração de ponta. O problema com o balanço de ponta do PDE é que, como já foi assinalado anteriormente, ele é feito partindo do pressuposto de que a geração de fontes alternativas é firme, acompanhando sempre a curva de carga. Como PCHs, eólicas e solares têm geração intermitente, na verdade a necessidade de geração de ponta não está corretamente dimensionada: na hora de ponta de um dia de pouco vento, por exemplo, será necessário contar com a geração controlável adicional, que não está sendo levada em conta no balanço de ponta do PDE.

Parte da necessidade de geração de ponta pode ser suprida pelo aumento de capacidade das hidrelétricas atuais. Há muitas oportunidades para aumento de capacidade, inclusive diversos casos de hidrelétricas que já possuem casa de força para a instalação de novas unidades. Entretanto, este reforço de potência hídrica pode não ser suficiente em um horizonte mais dilatado, sobretudo após 2021, quando a capacidade de regularização dos reservatórios deve ficar ainda mais comprometida ao mesmo tempo em que a penetração das energias alternativas deve crescer.

Além disso, o ONS vem trabalhando no aperfeiçoamento do modelo de despacho do SEB. Esse aperfeiçoamento tem como objetivo melhorar a metodologia do CVAR visando trazer uma maior segurança de fornecimento ao sistema. Nesse sentido, espera-se um maior despacho de térmicas para evitar que os reservatórios alcancem níveis críticos.

5. O PDE 2022, publicado após a redação deste capítulo, reviu parcialmente esta conclusão, apontando para déficits de ponta crescentes ao longo do período de simulação devido à incorporação na modelagem de menor quantidade de termelétricas devido à frustração de vários projetos já contratados em leilões. Não houve, porém, evolução em relação à metodologia, que segue sem considerar a intermitência da geração das pequenas centrais.

Considerações finais

A geração térmica tende a desempenhar no Brasil um papel pequeno em comparação à média mundial. Mas, mesmo com amplo potencial das fontes renováveis no Brasil, que é muito maior do que o necessário para atender ao consumo total de eletricidade estimado para 2030, o país dificilmente poderá prescindir de novas termelétricas. Será necessário dispor de novas geradoras com energia controlável, e este papel, com o fim da construção de hidrelétricas com grandes reservatórios, deve ser desempenhado crescentemente por geração térmica utilizando combustíveis fósseis.

Referências

- CASTRO, N. J. de et al. *Plano de Expansão de Energia – PDE 2020: Análise do método, metas e riscos*. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012.
- CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro*. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010.
- _____. *O setor elétrico brasileiro e os compromissos de reduções das emissões de gases do efeito estufa*. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012.
- CHIPP, H. *Perspectivas e importância da geração termoeletrica na matriz brasileira*. A energia na cidade do futuro: Workshop Perspectivas da matriz elétrica de fontes térmicas no mundo e no Brasil. Campinas, 2013.
- EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE). *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro, 2007.
- _____. *Plano Decenal de Energia 2021*. Brasília, 2012a.
- _____. *Balanço energético 2012*. Brasília, 2012b.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *World Energy Outlook 2012*. Paris: IEA, 2012.
- LOVINS, A. B. *Reinventando o fogo: Soluções ousadas de negócios na nova era da energia*. São Paulo: Cultrix, 2013.
- TOLMASQUIM, M. *A multiplicidade da geração elétrica*. Apresentação no 11º Fórum de Debates brasileiras. São Paulo, 2011.

Distribuição inteligente

7.

Carlos Henggeler Antunes

A eletricidade, considerada a forma “mais flexível” de energia, proporcionando serviços de iluminação, de conforto ambiental em edifícios, de confecção de refeições, de força motriz, de entretenimento etc., tem em seu consumo um indicador do desenvolvimento socioeconômico. O *International Energy Outlook 2013*, publicado pela U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013), prevê, para o período entre 2010 e 2040, um aumento anual da demanda mundial de energia elétrica de 2,2%, e um aumento anual de 1,4% de todas as formas de energia. No Brasil, a EPE (2012) projeta um crescimento da demanda de energia elétrica na rede de 4,1% ao ano, entre 2012 e 2022, atingindo 672 TWh em 2022.

Os sistemas de energia elétrica estão atualmente sujeitos a uma rápida e profunda evolução, exigindo novos investimentos para atender ao crescimento da demanda, às necessidades de modernização, aos requisitos de confiabilidade e de qualidade de serviço, às preocupações ambientais e, sobretudo, à implementação tecnológica das redes inteligentes. Os sistemas de energia elétrica vêm evoluindo, partindo de uma estrutura integrada, com geração essencialmente centralizada em grandes unidades produtoras (baseadas sobretudo em recursos hídricos, nucleares e combustíveis fósseis), perfis de carga previsíveis com técnicas estocásticas bem conhecidas e fluxos de energia unidirecionais, para uma realidade com participação crescente de geração distribuída (principalmente baseada em fontes renováveis de natureza intermitente, como a eólica), possibilidade de introdução de elementos de armazenagem de energia nos sistemas de transmissão e distribuição, sistemas baseados em tecnologias de

informação e comunicação (*Information and Communication Technologies* – ICT), nos quais o consumidor final, que pode também ser produtor, assume um papel mais ativo.

Se a situação atual ainda pode ser caracterizada em larga medida como “geração segue a carga”, aumentando, assim, a capacidade de geração e reforçando infraestruturas de rede para responder ao aumento da demanda, é possível assistir à evolução para um novo paradigma caracterizado por “carga segue a geração” (a ser implementado, sobretudo, via sinal de preços). Neste contexto, o objetivo é efetuar a otimização integrada de todos os recursos energéticos, englobando na análise a geração (centralizada e distribuída, incluindo microgeração), a demanda (aproveitando a flexibilidade de muitas utilizações finais de energia elétrica), e o armazenamento (em particular, relacionado com a penetração dos veículos elétricos). As tecnologias das redes inteligentes, que possibilitam fluxos bidirecionais de eletricidade e de comunicação, oferecem soluções não apenas para atender a esses desafios, como também para desenvolver uma oferta de energia elétrica mais limpa, eficiente e sustentável.

Redes inteligentes (*smart grids*)

A literatura técnica e científica inclui múltiplas definições e descrições das funcionalidades das redes inteligentes, as *smart grids*. Elas podem ser definidas como redes de energia elétrica que utilizam avançadas tecnologias de informação e comunicação para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade, a partir de todas as fontes de geração, para atender às diferentes demandas de energia elétrica dos consumidores finais. Assim, permitem integrar recursos de geração (incluindo local), de armazenamento e de demanda.

As redes inteligentes podem ser encaradas como o produto da evolução dos sistemas elétricos atuais considerando a expansão e reforço das redes, a capacidade de integrar geração distribuída de diversas fontes e simensões, a implementação de (infra)estruturas avançadas de controle e informação, em particular de medição

avançada, e consumidores finais com demanda “flexível” para melhorar a eficiência, a confiabilidade e a segurança de suprimento. Na Europa, o conceito de redes inteligentes está associado sobretudo à integração otimizada das ações de todos os agentes, desde os geradores até os consumidores finais, com o objetivo de aumentar a sustentabilidade, a viabilidade e a segurança no fornecimento de energia elétrica, no qual as ICT têm um papel essencial no aumento da eficiência operacional e da alocação de recursos da rede elétrica.

A evolução para a rede inteligente requer uma infraestrutura de comunicações e com capacidade de processamento e de análise de grandes volumes de informação, contribuindo para uma maior eficiência e eficácia na tomada de decisão tanto dos operadores da rede elétrica como dos consumidores finais.

As tecnologias das redes inteligentes podem ser divididas em quatro áreas principais: elevada precisão das tecnologias de medição e dos equipamentos da própria rede, calendarização inteligente e mecanismos de proteção avançados, técnicas consistentes de (re)construção e de autorregeneração da rede elétrica e infraestrutura de comunicação e de apoio à decisão. Essas tecnologias envolvem a infraestrutura física, o desenvolvimento de *software*, e a gestão do lado da demanda (*Demand-Side Management* – DSM).

As redes inteligentes, que representam um dos avanços de maior potencial na infraestrutura de distribuição da rede elétrica no último século, possibilitam a coordenação das necessidades e capacidades dos produtores, operadores de rede de transporte e de distribuição, sistemas de armazenagem, comercializadores e consumidores finais de energia elétrica, para operar todas as partes do sistema da forma mais eficiente possível, minimizando custos e impactos ambientais globais do sistema elétrico, providenciando níveis elevados de confiabilidade, qualidade de serviço e estabilidade de todo o sistema, e otimizando a utilização dos ativos e a eficiência operacional. Além disso, as redes inteligentes dotarão os consumidores finais de informação mais detalhada e capacidade de escolha, permitindo-lhes assumir um papel proativo na operação global do sistema.

A evolução para as redes inteligentes exigem políticas e mecanismos de regulação claros e consistentes por parte dos reguladores do setor elétrico, sendo vital um envolvimento das entidades governamentais na promoção do investimento, na aproximação e na formação de todos os (atuais e potenciais) *stakeholders* sobre os benefícios latentes das redes inteligentes para toda a cadeia de valor do sistema elétrico.

Contudo, o desenvolvimento da rede inteligente trará novos desafios, incluindo de segurança, face ao aumento da complexidade do sistema.

Os principais objetivos e vantagens comumente projetados das redes inteligentes são:

- Colocar os consumidores finais como agentes ativos na gestão da rede elétrica;
- Melhorar a gestão da carga, por exemplo, com a redução dos picos de consumo, e aumentar a eficiência energética no consumo final de eletricidade, reduzindo por esta via as emissões de gases com efeito de estufa, nomeadamente em sistemas de predominância termelétrica;
- Aumentar a eficiência na utilização final de energia elétrica, por via de alteração de comportamentos e de padrões de consumo, através de políticas de DSM;
- Integrar a geração baseada em fontes renováveis de natureza intermitente (eólica, solar, fotovoltaica) com o armazenamento de eletricidade (como as baterias dos veículos elétricos);
- Promover a inovação e a criação de novos produtos e serviços, conduzindo a uma maior diferenciação no mercado entre agentes;
- Aumentar a eficiência da alocação de recursos, otimizando os mercados (incluindo o mercado varejista) de eletricidade e a prestação de serviços energéticos;
- Aumentar a eficiência e a eficácia da infraestrutura das redes, tanto dos ativos mais antigos como dos tecnologicamente mais recentes;

- Aumentar a qualidade do suprimento de eletricidade, medida através dos indicadores habituais;
- Antecipar quebras no fornecimento de eletricidade, com a programação da evolução ou manutenção de redes;
- Executar remotamente operações de gestão (como a alteração da potência contratada);
- Desenvolver redes de informação que armazenam e gestionam grandes volumes de dados, respeitando os direitos de todos os *stakeholders* (por exemplo, a privacidade dos consumidores), cuja exploração potenciará novas oportunidades de negócios baseados em serviços de valor acrescentado.

Fatores impactantes na distribuição inteligente: Fontes renováveis e mobilidade elétrica

A integração em larga escala de fontes de energia renováveis de natureza intermitente na rede elétrica é um grande desafio. A penetração crescente de fontes renováveis (eólica, solar, hídrica de fio d'água), embora com claros benefícios ambientais, conduz a um aumento da complexidade do sistema elétrico, exigindo um aumento da capacidade de geração global e/ou a instalação de meios de armazenagem. Ou seja, à medida que a quota da geração de eletricidade por via de fontes renováveis intermitentes aumenta, torna-se necessário complementá-la com capacidade de fontes energéticas mais estáveis ou armazenagem, funcionando como *backup* para assegurar a qualidade do suprimento. A geração distribuída pode contribuir para reduzir as perdas nas redes de transmissão e distribuição, conforme geração aproxima-se dos pontos de consumo final.

A evolução das infraestruturas das redes elétricas potencializará o aumento das fontes renováveis (intermitentes), permitindo uma melhor gestão das redes e a integração da (micro e mini) geração distribuída, sendo necessários menores investimentos por instalação e aumentando a viabilidade econômica dos investimentos. A criação de uma estrutura regulatória de incentivos propiciará que as

utilities reconheçam, na geração distribuída, um importante ativo no adiamento de investimentos. Por outro lado, a integração da geração distribuída requererá inovações tecnológicas na rede elétrica, em prol do aumento da sua eficiência e eficácia, que deverão ser também estimuladas pela evolução da própria regulação e por uma estrutura de incentivos.

A infraestrutura da rede inteligente, contemplando uma forte componente de geração distribuída, melhorará a eficiência na transmissão e distribuição de energia elétrica, reduzirá as necessidades energéticas nos horários de ponta, mitigará a intensidade de carbono no lado da oferta e proporcionará um fornecimento de eletricidade de maior qualidade. O aumento das fontes renováveis na matriz elétrica, nomeadamente, através de micro e minigeração distribuída, contribuirá para reduzir possíveis congestionamentos e perdas na transmissão. As necessidades elétricas da demanda que terão de ser satisfeitas por meio do transporte de energia elétrica por linhas de transmissão de longa distância são potencialmente menores. A integração de pontos de geração de fontes renováveis de escala reduzida (principalmente eólica e solar) em cidades inteligentes pode reduzir a dependência elétrica dos “produtores-consumidores” (*prosumers*) relativamente à rede elétrica.

As redes inteligentes contribuirão, assim, para o incremento da produção de energia elétrica por fontes renováveis ao permitirem, dada a evolução tecnológica inerente, a sua integração na rede, bem como o aumento da eficiência e da eficácia na sua utilização, que será alavancada com a criação de sinergias com sistemas de armazenagem (baterias dos veículos elétricos ou estacionárias) e de resposta dinâmica da demanda (alterações nos padrões normais de utilização final de eletricidade como resposta a variações no preço da energia elétrica ou a incentivos com o intuito de reduzir o consumo em determinados períodos de tempo de elevados preços no mercado ou quando a confiabilidade do sistema está posta em causa).

Outro aspeto crítico que concorre adicionalmente para a necessidade de dotar a distribuição de mais inteligência é a previsível

disseminação da mobilidade elétrica. A tendência percebida da difusão da mobilidade elétrica, bem como as preocupações de ordem ambiental, têm estimulado o interesse dos consumidores em adquirir esse tipo de veículo.

O desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, baseadas em fluxos bidirecionais de comunicação e de energia, a dinamização de políticas ambientais e os sistemas de incentivos governamentais são os principais fatores críticos de sucesso para a difusão dos veículos elétricos (VEs). A taxa de adoção desses VEs dependerá também da ofertas dos fabricantes e da evolução das tarifas de energia, em particular do petróleo e dos produtos refinados.

Os VEs oferecem a perspectiva de nenhuma emissão de gases de efeito estufa na sua utilização, assumindo-se como uma tecnologia importante na redução do consumo de combustíveis fósseis e das emissões de CO₂. Existem atualmente diversos tipos de veículos elétricos disponíveis no mercado, sejam híbridos (*hybrid electric vehicles* – HEVs), híbridos recarregáveis (*plugin hybrid electric vehicles* – PHEVs) ou puros (*battery electric vehicles* – BEVs). Espera-se que os BEVs e os PHEVs permitam recarregamento (*grid to vehicle* – G2V) e possam também injetar energia na rede (*vehicle to grid* – V2G). A conjugação das tecnologias V2G e G2V pode ser definida como um sistema com fluxos de comunicação e de energia elétrica, controláveis e bidirecionais, entre os veículos e a rede elétrica. O V2G poderá funcionar como um recurso adicional para colmatar as exigências da demanda de eletricidade nos horários de pico e para contribuir para a estabilidade da rede elétrica. Face à importância dessa carga, podemos mesmo conceber uma entidade intermediária agregadora de um número considerável de VEs, a qual teria a capacidade de oferecer serviços de sistema à rede. A penetração dos VEs exigirá a adoção de procedimentos de gestão ativa que mitiguem possíveis impactos negativos, como dar origem a um pico excessivo de demanda.

O recarregamento dos VEs é um desafio adicional para a rede elétrica dado que pode vir a afetar de maneira significativa o consumo de eletricidade, com impacto no perfil do diagrama de

carga a diversos níveis da rede. O armazenamento de eletricidade poderá ser uma das soluções para o aumento da penetração das fontes renováveis na rede elétrica, sendo otimizado conjuntamente com as necessidades de recarregamento dos VEs, constituindo, assim, uma estrutura distribuída de armazenamento de eletricidade custo-eficácia.

O conceito de V2G assenta, assim, na utilização das baterias dos veículos recarregáveis (elétricos ou híbridos) como um meio de armazenamento da energia elétrica excedente produzida na rede. Esse armazenamento viabiliza trocas entre ambas as partes, de forma a satisfazer picos no consumo de eletricidade a custos competitivos e podendo conferir aos utilizadores dos VEs uma vantagem econômica já que, durante o dia, poderão “vender” a energia elétrica acumulada em excesso e não utilizada, em geral resultado do carregamento noturno, ao operador da rede elétrica. Essa solução pode ser considerada viável para colmatar flutuações entre a oferta e a demanda. Apesar das vantagens potenciais, os sistemas V2G podem também dar origem a alguns problemas, como o maior desgaste das baterias e a redução da sua autonomia. As baterias dos VEs podem ainda ter uma “segunda vida” como dispositivos estacionários, após terem atingido o seu tempo de vida útil.

Assim, a mobilidade elétrica é essencial para a “descarbonização” do setor dos transportes e também para o sucesso das redes inteligentes e da integração da eletricidade produzida por fontes renováveis.

Desafios e habilitadores para o desenvolvimento das redes inteligentes: Evolução tecnológica, regulação e segurança

As redes inteligentes estão sendo projetadas e implementadas com configurações e ritmos muito variáveis em várias partes do mundo. Esse processo deve necessariamente conduzir a uma estratégia de aprendizagem de modo que sejam devidamente consideradas as

implicações das opções tomadas. Em alguns casos, tanto a política energética como o mercado têm um longo caminho a percorrer para alcançar o ritmo de implantação das tecnologias inteligentes na rede elétrica para conseguir internalizar os potenciais benefícios associados às redes inteligentes e ao inerente aumento dos fluxos de comunicação.

Muitas das tecnologias das redes inteligentes são ainda muito dispendiosas, enquanto outras exigem progressos tecnológicos adicionais para aumentar o desempenho e reduzir os custos (como os dispositivos de armazenamento em grande escala). Nos Estados Unidos, os elevados custos dos sistemas de medição avançada têm sido apontados como um dos principais impedimentos para o desenvolvimento dos programas de DSM, nomeadamente de resposta à demanda.

Nesse contexto, o processo de evolução para as redes inteligentes convocará simultaneamente aspectos tecnológicos, de enquadramento regulatório, de mercado e comercial, de estabelecimento de padrões, de desenvolvimento de soluções de ICT específicas, de concepção de estratégias de migração e de estudo das implicações sociais. Esta alteração de paradigma da operação do sistema elétrico terá um profundo impacto no segmento da distribuição, quer na vertente tecnológica, propiciando uma gestão mais dinâmica e adaptativa dos vários componentes das redes e equipamentos, quer no desenvolvimento de novos negócios inovadores, dos quais poderão se beneficiar os operadores de redes, os distribuidores de energia elétrica, os comercializadores e os consumidores (que poderão ser também produtores – *prosumer*).

O objetivo dos reguladores é potencializar as redes inteligentes a partir da perspectiva dos benefícios que poderão ser gerados para os consumidores e para os demais agentes (de toda a cadeia de valor) da rede elétrica. Estes benefícios são, entre outros, para os consumidores, preços competitivos, encargos de conexão justos, qualidade no suprimento e capacidade de oferta de novos serviços; para os operadores da rede são esperados benefícios associados à integração de novas formas de geração, um custo-eficácia superior

proporcionado pela utilização inovadora da informação disponível, e a participação em serviços de energia complementares à sua atividade principal que permitam e estimulem a diferenciação e a concorrência.

Contudo, a regulação tradicionalmente focada na eficiência produtiva não confere, em princípio, incentivos suficientes para que os operadores da rede elétrica se envolvam, numa lógica puramente de mercado, na implementação de soluções (tecnológicas e de novos serviços) inovadoras que permitam uma evolução rápida para explorar todo o potencial das redes inteligentes. Ainda, se as *utilities* inovarem poderão ser confrontadas com consumidores que, com estruturas regulatórias não adequadas, têm desincentivos em participar na inovação. Assim, as políticas energéticas para esses mercados deverão ser desenhadas em conformidade com as especificidades e ao estágio de desenvolvimento da rede inteligente, tendo ainda em consideração o *mix* energético específico de cada mercado/país.

As entidades reguladoras desempenham um papel central na redução das barreiras à transformação de mercado e dos próprios sistemas elétricos, mais focados nos consumidores finais, seja através de regulação direta (por exemplo, requisitos técnicos mínimos para dado equipamento) e/ou de uma regulação de incentivos baseados em certos critérios/indicadores de performance. Para ir além, as entidades reguladoras devem assumir-se como um pilar agregador de todos os *stakeholders*, promovendo a discussão e a cooperação em torno dos conceitos de rede inteligente e de soluções inovadoras.

A regulação pode assumir um caráter contínuo, evoluindo, assim, em uma velocidade equivalente ao processo de integração das infraestruturas de fluxos bidirecionais de comunicação e fluxos de eletricidade, ou caráter *ex-ante*, definindo uma estrutura que maximize os benefícios da implementação de tecnologias, como os medidores inteligentes e a mobilidade elétrica. A estrutura regulatória deve integrar as externalidades e partilhar os benefícios (e custos) por todos os agentes, como exemplo, integrando as mais-valias que os medidores inteligentes oferecem, seja para os consu-

midores, para as *utilities* ou para a gestão e planeamento estratégico da rede elétrica (AGREEL et al., 2013). O estímulo à competição é muito importante para o processo de inovação, potenciando ganhos acrescidos de eficiência e incentivando os agentes de mercado a encontrar soluções que gerem valor acrescentado e que sejam diferenciadoras relativamente aos seus concorrentes (LO CHIAVO et al., 2013). As novas ofertas de produtos e/ou de serviços, geradas pela competição entre agentes, e os novos sistemas de tarifação para os utilizadores finais de eletricidade serão fundamentais para a melhoria operacional e de alocação de recursos, e para a minimização dos riscos do mercado de eletricidade (CLASTRES, 2011).

As empresas distribuidoras poderão desenvolver modelos de negócio em parceria com outras entidades, que assegurem a partilha dos riscos, custos e benefícios. Com a disseminação da instalação dos medidores inteligentes, as empresas poderão oferecer aos seus clientes informação em tempo quase real sobre consumos e custos, bem como promover a adoção de tarifas dinâmicas (variantes), refletindo de alguma forma os preços na geração e/ou no mercado, capazes de influenciar o consumo elétrico, em particular induzindo a transferência de cargas entre períodos horários.

Simultaneamente, o enorme volume de dados que poderá ser adquirido pelos medidores inteligentes permitirá o desenvolvimento de valiosos instrumentos para a otimização da estrutura operacional e para o aumento da eficiência das empresas. Isso será possível com a redução/aumento do consumo energético de acordo com horários favoráveis e com a redução de custos operacionais e da demanda de ponta, além de servirem como potencial plataforma para oferta de novos produtos e serviços (IEA, 2011b).

Assim, a evolução tecnológica da rede elétrica conduzirá à oferta de novos serviços de energia, com o desenvolvimento de novos mercados e oportunidades de negócio, os quais poderão ser explorados pelas *utilities* na prestação de serviços personalizados aos padrões e preferências de consumo dos seus clientes (por exemplo, a implementação de medidas de DSM, incluindo de gestão direta de cargas ou de resposta automática da demanda), potenciando a

sua diferenciação (consequência natural da heterogeneidade das preferências e das diferentes “disponibilidades para pagar” dos consumidores) em relação aos seus concorrentes e o valor acrescentado dos seus serviços energéticos (HEIDELL e WARE, 2010).

Para a concretização desses desenvolvimentos será necessária uma adaptação das *utilities* às novas realidades tecnológicas e de mercado. Será preciso também uma política energética consistente ao nível do apoio do financiamento e do próprio investimento público, para a progressiva instalação e desenvolvimento da rede inteligente e das suas tecnologias de suporte, de forma a reduzir o risco de investimento que os agentes do setor elétrico enfrentam comparativamente com o que se deparam na “normal” expansão da rede elétrica (ARENDS e HENDRIKS, 2014; GIORDANO e FULLI, 2011; GIORDANO et al., 2013; HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013).

O aumento de utilização das ICT por parte das *utilities* deriva sobretudo da necessidade de melhorar a eficiência e a confiabilidade da rede, e de incorporar fontes renováveis intermitentes de reduzida escala na sua oferta de eletricidade. Essa tendência conduzirá a resultados positivos relativos ao cumprimento dos objetivos climáticos, de competitividade e de segurança no suprimento; contudo, a maior exposição/dependência em relação às ICT pode criar vulnerabilidades em termos da cibersegurança, alavancadas pela crescente interligação das (infra)estruturas de eletricidade e comunicação (ENISA, 2012; PEARSON, 2011).

Neste contexto, alguns dos principais desafios de cibersegurança que as redes inteligentes enfrentam são: a quantidade e a sensibilidade da informação de consumidores que circulará na rede; o aumento do número de equipamentos de controle e monitorização na rede inteligente (por exemplo, medidores inteligentes em diferentes níveis), que contrasta com a relativa reduzida segurança física dos mesmos; a ainda escassa estrutura (de caráter compulsório) de *standards*; o aumento do número de *stakeholders* da rede elétrica que terão influência na respetiva confiabilidade; e a ausência de uma estrutura regulatória internacional (KUMAR et al., 2013; PEARSON, 2011).

Para mitigar estas potenciais ameaças, as medidas a empreender incluem: a promoção da pesquisa e desenvolvimento (P&D) em cibersegurança das redes inteligentes; o desenvolvimento de esquemas de certificação de segurança para produtos e organizações; a incorporação da cibersegurança como uma dimensão essencial das políticas energéticas (nacionais e transnacionais) e da regulação das redes inteligentes; e a definição de planos estratégicos para minimizar o número e o impacto de falhas e incidentes nas redes elétricas (ENISA, 2012; HEBERT JR, 2013; STEVENSON e PREVOST, 2013).

Medidores inteligentes

Em geral, os medidores de energia elétrica calculam a quantidade de eletricidade (kWh) fornecida aos consumidores e também seu transporte para os comercializadores e operadores da rede elétrica, a partir da qual são elaborados os custos para as diversas entidades presentes na cadeia de valor. O medidor mais comum é o “cumulativo”, que registra o consumo ao longo do tempo e que exige leituras manuais *in loco* para registrar a quantidade de eletricidade consumida durante um determinado período de tempo. Nos últimos anos, tem-se assistido a uma migração para medidores mais avançados, incluindo a telemedição, que possibilitam aos comercializadores de eletricidade, através de medições em intervalos de tempo mais reduzidos, definir tarifas dinâmicas que permitam aos consumidores uma maior compreensão e gestão dos seus padrões de consumo. Os medidores inteligentes são ainda mais sofisticados, uma vez que permitem fluxos bidirecionais de comunicação, evidenciam o consumo e seus custos, em tempo quase real, permitem a realização de operações remotas por parte das operadoras, potencializam a introdução de tarifas dinâmicas e facilitam o controle automático dos equipamentos elétricos (EKANAYAKE et al., 2012).

Segundo Depuru et al. (2011), os medidores de eletricidade inteligentes partilham algumas características dos medidores convencionais e acrescentam novas funcionalidades, com vantagens específicas em cada contexto:

- Faturar a energia consumida pelos clientes;
- Facilitar a operação e a gestão dos eletrodomésticos;
- Contribuir para o monitoramento da rede;
- Cooperar numa melhor gestão e planeamento do sistema elétrico;
- Melhorar a qualidade do suprimento de eletricidade;
- Potencializar a elaboração e a implementação de programas de DSM;
- Detectar perdas não técnicas.

A infraestrutura de medição inteligente é, assim, um componente essencial no desenvolvimento das redes inteligentes, que contribui com o aumento da eficiência operacional do sistema elétrico, incluindo o oferecimento de possibilidades de gestão da demanda e acomodando quotas superiores de fontes de energia renováveis na rede (BROWN et al., 2010; HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013; HLEDIK, 2009; McKENNA et al., 2012). A instalação de medidores inteligentes requer um investimento significativo, que deve ser comparado com múltiplos benefícios associados a poupanças energéticas, eficiência operacional, qualidade de serviço etc. (OOTEGHEM, 2011; GIORDANO et al., 2012).

Como já mencionado, a instalação progressiva de medidores inteligentes possibilitará a realização remota de operações contratuais (por exemplo, alteração da potência contratada), a aplicação de tarifas diferenciadas ao longo do dia e o registro de perfis de consumo (de algum modo, materializando o consumo de eletricidade para os clientes), sobre os quais poderão ser desenvolvidas aplicações de gestão da demanda, tendo como objetivo a diminuição da fatura energética, de acordo com os requisitos de conforto dos consumidores, decisões de compra e venda de energia à rede,

detecção mais expedita de perdas técnicas, detecção de fraudes e furtos etc., para ir além da diminuição dos custos de faturamento (ao permitir desmaterializar alguns processos). A quantificação monetária dos benefícios pode envolver algum grau de subjetividade (LI et al., 2013; NEENAN e HEMPHILL, 2008):

- Ao providenciar um acesso de fácil interpretação (tendo em conta o respetivo design e mecanismos de interação, como gráficos) sobre a informação da utilização de energia elétrica pode contribuir para que os consumidores diminuam os seus consumos, com repercussões nas faturas de eletricidade;
- Ao aumentar o bem-estar dos consumidores através da possibilidade de integrar aos medidores inteligentes novos dispositivos e sistemas de gestão otimizada de todos os recursos energéticos (demanda, geração local, armazenamento);
- Ao agilizar as reposições do abastecimento de energia elétrica, em caso de quebras ou falhas;
- Ao induzir a competição entre os agentes de mercado do lado da oferta, com possíveis vantagens na potencial diferenciação de produtos e serviços;
- Ao disponibilizar um volume de dados muito superior sobre os padrões de consumo dos utilizadores finais de eletricidade, o que é uma ferramenta valiosa na delineação de programas de DSM, quer para aumentar a sua eficácia, quer para conceber novos serviços de valor acrescentado.

Elementos comportamentais

Dada a potencial complexidade das tecnologias e da própria rede inteligente, poderão surgir problemas resultantes da ainda reduzida compreensão e conhecimento dos consumidores finais quanto aos benefícios que advirão, seja em nível individual ou social, da progressiva instalação da rede inteligente. As entidades públicas e as *utilities* terão de assumir um papel de

formação dos consumidores finais através de novos e/ou reforçados instrumentos de DSM.

O potencial de aceitação, por parte dos consumidores, das tecnologias com que lidarão no cotidiano será muito importante para o sucesso de sua implementação. Para além do componente tecnológico, o componente comportamental e de “domesticação” das tecnologias pelos consumidores desempenha um papel vital no desenvolvimento das redes inteligentes, devendo esses componentes se complementarem (LOPES et al., 2012a e 2012b). O design de novos produtos e serviços, não se esgotando nas soluções tecnológicas e nos incentivos econômicos, para apoiar os utilizadores em preencher as suas necessidades é crucial para realizar todo o potencial das redes inteligentes.

No lado da demanda, é de se esperar que consumidores bem informados e sensíveis a alterações das tarifas gerenciem o consumo de eletricidade em detrimento de uma atitude somente passiva; no lado da oferta, os consumidores poderão também ser produtores de energia elétrica através de produção descentralizada de energia de fontes renováveis (por exemplo, eólica ou solar) para a própria residência ou mesmo para a comunidade onde se inserem (MAH et al., 2012; VERBONG et al., 2013).

Em geral, não há interação direta do consumidor com o medidor inteligente, sendo a interação mediada através de um aparelho/serviço que mostra a informação sobre o consumo de energia e os respectivos custos (mecanismo de *feedback*). Este mecanismo reforça a proatividade dos consumidores contribuindo para o reajuste dos seus padrões de consumo, com estimativas realistas de poupanças que podem atingir 10% do consumo total (LOPES et al., 2012a). Esses efeitos podem ser reforçados com programas de eletricidade num sistema de pré-pagamento. Os mecanismos de *feedback* são muitas vezes usados num contexto de *feedback* comparativo, como a competição intracomunidades. Ou seja, a ação do consumidor é um elemento essencial para tirar partido da base tecnológica oferecida pela rede inteligente, com benefícios para todas as partes interessadas.

Casos internacionais

O desenvolvimento de sistemas de medição inteligente está sendo atualmente estimulado em muitos países. A modernização da rede elétrica e dos seus componentes tem como objetivos: a melhoria da qualidade e o aumento da confiabilidade no suprimento, da segurança na transmissão, da eficiência operacional na rede elétrica e da eficiência energética (BROWN et al., 2010; CARDENAS et al., 2013). Enquanto a maior fatia do investimento é direcionada para a manutenção do sistema elétrico, uma parte substancial é investida no desenvolvimento das redes inteligentes (em investimentos diretos na rede elétrica, P&D e em projetos piloto) para acompanhar o crescimento da produção de eletricidade por fontes renováveis, para otimizar o consumo final e os recursos naturais e para aumentar a vida útil da infraestrutura existente (GUNGOR et al., 2011; HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013).

Até março de 2012, data do último levantamento por parte do *Joint Research Centre* da Comissão Europeia, foram desenvolvidos e contabilizados em conjunto com a União Europeia, 27 países, a Croácia, a Suíça e a Noruega, um total de 281 projetos de redes inteligentes, cerca de noventa projetos piloto de medidores inteligentes, e planos de desenvolvimento, de evolução das atuais estruturas das redes elétricas nacionais e de implementação de tecnologias (GIORDANO et al., 2013; JRC, 2012).

Os países mais ativos no desenvolvimento e disseminação dos sistemas de redes elétricas inteligentes na Europa, considerando o número total cumulativo de projetos, são a Dinamarca, Alemanha, Reino Unido, Espanha, França, Holanda e Itália. Até 2012, os países têm demonstrado primazia pelos projetos de P&D, dado o nível ainda “imaturo” de algumas tecnologias, indicando a necessidade de evolução tecnológica, quer de dispositivos e sistemas de rede, quer de medidores inteligentes. A esmagadora fatia do orçamento global recai nos projetos piloto e de implementação de tecnologias, dada a necessidade de aferir o custo-eficácia das

tecnologias desenvolvidas, de testá-las e, no caso das “maduras” e economicamente viáveis, de implementá-las.

A Dinamarca apresenta um valor agregado de projetos de P&D muito superior ao dos projetos piloto e registra o maior número de projetos de escala reduzida, isto é, com enfoque em nível local/comunitário, sendo o país europeu que mais investe em projetos de redes inteligentes *per capita* e por kWh consumido (GIORDANO et al., 2013). O Reino Unido aloca a maior fatia dos seus recursos em projetos piloto e em implementação de tecnologias. Na Dinamarca e na Suécia, perspectiva-se que as redes inteligentes possam contribuir para a proliferação dos VEs (em particular, PHEVs, BEVs). Na Espanha, uma das metas é aumentar a qualidade no abastecimento de energia elétrica, diminuindo o número de interrupções. Em Portugal, as redes inteligentes possibilitarão aumentar a eficiência e a eficácia da integração de fontes renováveis intermitentes. A disseminação de medidores inteligentes na Itália pautou-se pela expectativa de redução de fraudes. Na Holanda, espera-se que a implantação das redes inteligentes, pela melhoria técnica e pela mudança de comportamentos inerente, induza um consumo mais eficiente e, por conseguinte, uma diminuição das emissões de gases de efeito estufa. Na França, o desenvolvimento das redes inteligentes tem como principais objetivos uma maior informação para os consumidores finais, melhor controle da demanda, aumento da qualidade no suprimento e da operacionalização do mercado de eletricidade e redução da estrutura de custos do segmento da distribuição de energia elétrica.

A União Europeia assumiu a meta compulsória, estabelecida pela Diretiva 2009/72/CE, de instalação de medidores inteligentes em 80% dos clientes de energia elétrica até 2020 em todos os Estados-membros cujo plano de implementação apresente uma relação de custo-eficácia positiva, o que tem sido um forte estímulo ao desenvolvimento e disseminação dos sistemas de medição inteligente (PARLAMENTO EUROPEU e CONSELHO, 2009). Faruqui et al. (2010) estimam que a instalação dos medidores inteligentes pelos países da União Europeia representará um investimento de aproximadamente 51 bilhões de euros.

A disseminação dessa tecnologia continuará a crescer nos próximos anos, já que os governos francês, irlandês, holandês, norueguês e espanhol projetam atingir uma taxa de instalação a rondar os 100% em 2020, meta que se espera ser partilhada por outros Estados-membros da União Europeia (GOIRDANO et al., 2013). A Itália é o país em todo o mundo com maior instalação de medidores inteligentes, com uma taxa de penetração de 85% (2,1 bilhões de euros investidos para a instalação e cerca de 36 milhões de medidores inteligentes entre 2001 e 2008, que são propriedade das empresas distribuidoras). No Reino Unido existe desde 2008 o caráter compulsório de instalação de medidores inteligentes em todas as residências até 2020 (FARUQUI et al., 2010; ROTTONDI et al., 2013). Na Holanda, contudo, não foi permitida a implementação de medidores inteligentes com caráter compulsório, sob o pretexto de violar o direito à privacidade dos cidadãos (HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013; McKENNA et al., 2012). Na França, a taxa de penetração dos medidores inteligentes é de aproximadamente 25% (CLASTRES, 2011; FARUQUI et al., 2010). Em Portugal, existe o projeto piloto InovGrid, servindo mais de 30 mil consumidores residenciais e comerciais, espaços urbanos, iluminação pública, mobilidade elétrica e microgeração. O InovGrid tem como principal meta demonstrar, em contexto real, os conceitos e tecnologias de rede inteligente para um número significativo de utilizadores, através de ferramentas de gestão integrada para melhorar a qualidade de serviço, reduzir os custos operacionais, promover a eficiência energética, permitir a gestão remota de operações, potenciar novos serviços energéticos, explorar o potencial da geração distribuída, permitir a integração da rede de carregamento de VEs e promover uma relação mais estreita entre o lado da oferta e da demanda (GIORDANO et al., 2013).

No entanto, na Alemanha, foi publicado um estudo em julho de 2013 que indica uma relação de custo-eficácia negativa em longo prazo, o que levou o Ministério da Economia a afirmar que não é do interesse dos consumidores finais de eletricidade alemães seguir o cumprimento dos objetivos da União Europeia (por exemplo de

um mínimo de 80% dos clientes de energia elétrica com medidores inteligentes até 2020). Por isso, a Alemanha está liberada de seguir com os cumprimentos. Situação similar foi verificada na Bélgica, República Tcheca e Lituânia. Segundo a Diretiva 2009/72/CE, a implementação desses equipamentos pode ser submetida a uma avaliação de natureza econômica dos custos em longo prazo, dos benefícios para o mercado e para o consumidor individual, do tipo de medidores inteligentes economicamente mais razoável e rentável, e do calendário mais viável para a sua distribuição (GIORDANO et al., 2013; LANG e MUTSCHLER, 2013; PARLAMENTO EUROPEU e CONSELHO, 2009).

As redes inteligentes no Brasil

A modernização das redes elétricas nos países em desenvolvimento, no caminho de dotá-las tecnologicamente de uma maior inteligência, tem sido impulsionada principalmente pela necessidade de melhoria da gestão das próprias redes no sentido de garantir melhores indicadores de qualidade de serviço (por exemplo, a redução de perdas técnicas e não técnicas), estimular a eficiência energética e permitir uma mais fácil integração de fontes renováveis intermitentes. Outras vantagens das redes inteligentes, que estimulam os decisores públicos e as *utilities* a desenvolverem e a disseminarem novas tecnologias, são os potenciais ganhos na estabilidade do sistema, o aumento da segurança no suprimento e a geração de benefícios econômicos para os diversos agentes de mercado, do lado da oferta e da demanda (FADAEENEJAD et al., 2014).

A realidade brasileira diverge em grande medida da dos países europeus e dos Estados Unidos, em nível socioeconômico e energético. O Brasil é o nono maior produtor de energia elétrica e o segundo maior produtor de energia elétrica por fontes hídricas, além de deter a terceira maior capacidade instalada de centrais hidrelétricas. O sistema elétrico brasileiro (SEB) tem permitido o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, tendo o

modelo de mercado consolidado em 2004 e desenhado para que a garantia física total das usinas seja sempre superior à demanda (CASTRO et al., 2010; CASTRO, 2010). O Brasil apresenta uma matriz elétrica única, verificando-se uma clara abundância de recursos hídricos e, nos últimos anos, o aumento da participação da produção de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas (PCH), eólica, solar, biomassa, entre outras (CASTRO et al., 2009). Perspectiva-se que o potencial de geração de bioeletricidade e de energia eólica continue a suportar o caráter sustentável da matriz brasileira em termos ambientais, econômicos e de suprimento (CASTRO e DANTAS, 2010). Tendo como referência as previsões da EPE (2013), a demanda crescerá à taxa média anual de 4,3% entre 2011 e 2021, o que coloca novos desafios ao SEB e ao seu planejamento, potencializa, desta forma, os benefícios da implementação das redes inteligentes, as quais terão um papel estratégico nesse processo evolutivo (CASTRO et al., 2013).

A implementação da rede inteligente no SEB contribuirá para a melhoria da qualidade do serviço prestado ao consumidor final e tem o potencial de melhorar a confiabilidade do sistema elétrico e de reduzir os desperdícios (ANEEL, 2010a; IEA, 2011b). As perdas não técnicas anuais no SEB, com ênfase para o furto de energia, correspondem a cerca de 8,7% da eletricidade produzida no país (Aneel, 2010a). No Brasil, as forças motrizes para o desenvolvimento da rede inteligente ao nível da distribuição e inerente difusão dos medidores inteligentes, são a melhoria dos indicadores de qualidade de serviço, a redução de perdas (técnicas e não técnicas) e o acompanhamento do crescimento da demanda (ANEEL, 2010a; HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013).

A Aneel regulamentou, em 2012, os sistemas de medição de energia elétrica a implementar em unidades consumidoras do Grupo B (tensão inferior a 2,3 kV), que poderão ou não ter a capacidade de comunicação bidirecional ou mais funcionalidades que as agora definidas como *standard*. O regulador explicita também a obrigatoriedade de prestação de informação aos consumidores finais por parte das distribuidoras, como a proibição das mesmas

em disponibilizar dados recolhidos das unidades consumidoras a terceiros sem a autorização dos clientes (Aneel, 2010b; 2012b). A Aneel reconhece que os custos relativos ainda superiores das tecnologias mais eficientes (como os medidores inteligentes) e a ausência de uma estrutura regulatória consistente (para os fornecedores de equipamentos e para as *utilities*, por exemplo) limitam tanto os benefícios para os consumidores como a evolução da rede inteligente na distribuição, enquanto na transmissão o uso de sistemas avançados de medição e supervisão da rede está mais disseminado. Embora sejam preconizados pela Aneel benefícios para a melhoria da qualidade do serviço no fornecimento, benefícios econômicos para os consumidores e para a postergação de investimentos no sistema elétrico, entre outros, a sua quantificação é pouco fiável nesta fase ainda inicial do processo de evolução para a distribuição inteligente.

Considerações finais

As redes elétricas enfrentam diversos desafios, como a crescente demanda de eletricidade, requisitos de acrescida qualidade de serviço, envelhecidas infraestruturas, e impactos ambientais produzidos pela geração de energia elétrica por fontes convencionais. A evolução das reformas orientadas para o mercado, o desenvolvimento da economia digital, e as alterações climáticas que exigem requisitos regulatórios e ajustamentos mais rigorosos de política energética, induzem a um estreitamento da relação entre a rede elétrica e a demanda. As redes inteligentes assumem-se como o passo evolutivo na persecução de maior eficiência, acessibilidade e sustentabilidade, respondendo a novas exigências, do lado da oferta e da demanda.

As redes inteligentes utilizam tecnologias digitais avançadas para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade a partir de todas as fontes de geração para atender as diferentes necessidades de energia elétrica dos consumidores finais. Elas permitem

coordenar as necessidades e capacidades dos ativos de geração, operadores de rede, consumidores finais e dos demais agentes do mercado de energia elétrica para operar todas as partes do sistema de forma a aumentar a sua eficiência, minimizando os custos e os impactos ambientais e, simultaneamente, maximizando a confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico (IEA, 2011b). Por isso, a participação dos consumidores assume um papel fundamental, uma vez que requererá o desenvolvimento de novos modelos de negócios com a inclusão de geração local e a venda de eletricidade à rede elétrica (CARDENAS et al., 2013). Por outro lado, a implementação da rede inteligente gerará benefícios aos utilizadores finais de eletricidade ao otimizar os ativos da rede e ao satisfazer as necessidades de demanda a um custo monetário e ambiental mais reduzido (PHUANGPORNPIITAK e TIA, 2013).

As redes inteligentes constituem, assim, uma resposta ao desafio colocado pela necessidade de dispor de uma abordagem integrada para a telemedição avançada, para integrar medidas de promoção de eficiência energética e resposta dinâmica da demanda, para a integração em larga escala de geração distribuída (em particular, renováveis com elevado grau de intermitência), a microgeração local, armazenamento e veículos elétricos (os quais poderão atuar como cargas e/ou como meios de armazenamento – G2V e V2G, respetivamente), num contexto de melhoria continuada dos indicadores de qualidade de serviço e de sustentabilidade do sistema global. Para além de todos os benefícios potenciais, como são, por exemplo, as melhorias no monitoramento e na operacionalização das linhas de transmissão de alta tensão, o aumento da automatização e controle das subestações da rede de distribuição, e a possibilidade de fluxos de comunicação bidirecionais com os medidores inteligentes, as redes inteligentes são entidades altamente complexas e requerem alterações significativas dos modelos de negócio, das políticas energéticas, da estrutura regulatória, da evolução tecnológica e do comportamento social (BLUMSACK e FERNÁNDEZ, 2012).

Como resultado do progresso econômico experienciado nos últimos anos e o forte e consistente investimento em infraestruturas, o Brasil se assume como um potencial mercado de rede inteligente de enormes dimensões (FADAEENEJAD et al., 2014). Assim, a Aneel, como entidade reguladora do SEB, desempenha um papel catalisador vital no desenvolvimento da rede inteligente do país, para dar conta da demanda da estrutura regulatória consistente, disseminar tecnologias mais eficientes e promover novos investimentos que conduzam o sistema elétrico a um caminho sustentável em cooperação com todos os atores desse sistema (ANEEL, 2010a e 2010b).

Referências

- AGREEL, P. J.; BOGETOFT, P.; MIKKERS, M. Smart-grid investments, regulation and organization. *Energy Policy*, v. 52, 2013.
- ANEEL. *Chamada nº 011/2010 – Projeto Estratégico: Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente*. Brasília: SPE, 2010a. Disponível em: <www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE11-2010.pdf>. Acesso em: 2 fev. 2014.
- _____. *Nota Técnica n. 0044/2010-SRD/ANEEL (2010b)*. Brasília: SRD, 2010b. Disponível em: <www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota_tecnica_0044_2010_srd.pdf>. Acesso em: 2 fev. 2014.
- _____. *Resolução Normativa n.502*. Brasília, 2012b. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>. Acesso em: 2 fev. 2014.
- ARENDS, M.; HENDRIKS, P. H. J. Smart grids, smart network companies. *Utilities Policy*, v. 28, p. 1-11, 2014.
- BLUMSACK, S.; FERNÁNDEZ, A. Ready or not, here comes the smart grid! *Energy*, n. 37, p. 61-68, 2012.
- BROWN, H. E.; SURYANARAYANAN, S.; HEYDT, G. T. Some Characteristics of Emerging Distribution Systems Considering the Smart Grid Initiative. *The Electricity Journal*, v. 23, n. 5, p. 64-75, 2010.
- CARDENAS, J. A. et al. A literature survey on Smart Grid distribution: an analytical approach. *Journal of Cleaner Production* n. 65, p. 202-216, 2013.
- CASTRO, N. J. de. *O papel do Brasil no processo de integração do setor elétrico da América do Sul*. Texto de discussão n. 23. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010.
- CASTRO, N. J. de et al. *O equilíbrio dinâmico e as condições de demanda e oferta do setor elétrico brasileiro*. Texto de discussão do setor elétrico n. 21. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010.

- _____. *A importância das fontes alternativas e renováveis na evolução da matriz elétrica brasileira*. V Seminário de Geração e Desenvolvimento Sustentável Fundación MAPFRE. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2009. Disponível em: <www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/>. Acesso em: 15 dez. 2011.
- _____. *Novos paradigmas tecnológicos e de consumo e seus impactos sobre o setor elétrico*. Texto de discussão do setor elétrico n. 53. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2013.
- CASTRO, N. J. de; DANTAS, G. A. *O planejamento do setor elétrico brasileiro e o contexto mundial de mudanças climáticas*. Working Paper. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010.
- CLASTRES, C. Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*, v. 39, n. 9, 2011.
- DEPURU, S. S.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 6, 2011.
- EKANAYAKE, J. et al. *Smart Grid – Technologies and Applications*. Chichester: Wiley, 2012.
- EUROPEAN NETWORK AND INFORMATION SECURITY AGENCY (ENISA). *Smart Grid Security – Recommendations for Europe and Member States*. 2012. Disponível em: <www.enisa.europa.eu/activities/Resilience-and-CIIP/critical-infrastructure-and-services/smart-grids-and-smart-metering/ENISA-smart-grid-security-recommendations>. Acesso em: 2 fev. 2014.
- EPE. *Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022)*. Nota técnica DEA 22/12. Brasília, 2012.
- _____. *Plano Decenal de Energia – PDE 2021*. Brasília, 2013. Disponível em: <www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf>. Acesso em: 2 fev. 2014.
- FADAEENEJAD, M. et al. The present and future of smart power grid in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 29, p. 828-834, 2014.

- FARUQUI, A.; HARRIS, D.; HLEDIK, R. Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. *Energy Policy*, v. 38, n. 10, 2010.
- GIORDANO, V.; FULLI, G. A business case for Smart Grid technologies: A systemic perspective. *Energy Policy*, v. 40, p. 252-259, 2011.
- GIORDANO, V. et al. *Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments*. JCR Scientific and Policy Report. Westerduinweg, 2013.
- _____. *Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects*. JRC Reference Reports. Westerduinweg, 2012.
- GUNGOR, V. C. et al. Smart grid technologies: Communication technologies and standards. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 7, n. 4, p. 1-10, 2011.
- HEBERT JR., C. The most critical of economic needs (risks): A quick look at cybersecurity and the electric grid. *The Electricity Journal*, v. 26, n. 5, p. 15-19, 2013.
- HEIDELL, J.; WARE, H. Is there a case for broadband utility communications networks? Incremental communications capacity on electric utility smart grid networks. *The Electricity Journal*, v. 23, n. 1, p. 21-33, 2010.
- HEUVELHOF, E.; WEIJNEN, M. Investing in smart grids within the market paradigm: The case of the Netherlands and its relevance for China. *Policy and Society*, v. 32, n. 2, p. 163-174, 2013.
- HLEDIK, R. How green is the smart grid? *The Electricity Journal*, v. 22, n. 3, p. 29-41, 2009.
- IEA. *Technology roadmap: Smart grids*. Paris, 2011b. Disponível em: <www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- JRC. *Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments*. 2012. Disponível em: <<http://ses.jrc.ec.europa.eu/jrc-scientific-and-policy-report>>. Acesso em: 4 fev. 2014.

- KUMAR, V. A.; PANDEY, K. K.; PUNIA, D. K. Cyber security threats in the power sector: Need for a domain specific regulatory framework in India. *Energy Policy*, v. 65, 2013.
- LANG, M.; MUTSCHLER, U. No nationwide roll-out of smart meters recommended according to cost-benefit analysis. German Energy Blog. 2013. Disponível em: <www.germanenergyblog.de>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- LI, Z. et al. Toward smart distribution management by integrating advanced metering infrastructure. *Electric Power Systems Research*, v. 105, p. 51-56, 2013.
- LO SCHIAVO, L. et al. Changing the regulation for regulating the change: Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy. *Energy Policy*, v. 57, p. 506-517, 2013.
- LOPES, M.; ANTUNES, C. H.; MARTINS, N. Energy behaviours as promoters of energy efficiency: A 21st century review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 6, p. 4.095-4.104, 2012.
- LOPES, M. et al. An automated energy management system in a Smart Grid context. In: 2012 IEEE ISSST – International Symposium on Sustainable Systems and Technology. Boston, 2012. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6227983&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fstamp%2Fstamp.jsp%3Ftp%3D%26arnumber%3D6227983>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- MAH, D. N. et al. Consumer perceptions of smart grid development: Results of a Hong Kong survey and policy implications. *Energy Policy*, v. 49, p. 204-216, 2012.
- McKENNA, E.; RICHARDSON, I.; THOMSON, M. Smart meter data: Balancing consumer privacy concerns with legitimate applications. *Energy Policy*, v. 41, p. 807-814, 2012.
- NEENAN, B.; HEMPHILL, R. C. Societal Benefits of Smart Metering Investments. *The Electricity Journal*, v. 21, n. 8, p. 32-45, 2008.

- OOTEHGHEML, J. V. et al. *Evaluation of the techno-economic viability of smart metering value network configurations based on a consumer oriented approach*. Fourth Annual Conference on Competition and Regulation in Network Industries. Bruxelas, 2011.
- PARLAMENTO EUROPEU E CONSELHO. Directiva 2009/72/CE. *Jornal Oficial L 211*, Bruxelas, 2009.
- PEARSON, I. L. G. Smart grid cyber security for Europe. *Energy Policy*, v. 39, n. 9, p. 5.211-5.218, 2011.
- PHUANGPORNPIITAK, N.; TIA, S. Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System. *Energy Procedia*, v. 34, p. 282-290, 2013.
- ROTTONDI, C.; VERTICALE, G.; CAPONE, A. Privacy-preserving smart metering with multiple data Consumers. *Computer Networks*, v. 57, n. 7, p. 1.699-1.713, 2013.
- STEVENSON, J.; PREVOST, R. J. Securing the Grid: Information Sharing in the Fifth Dimension. *The Electricity Journal*, v. 26, n. 9, p. 42-51, 2013.
- U.S. Energy Information Administration. *International Energy Outlook 2013*. Disponível em: <[www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- VERBONG, G. P. J.; BEEMSTERBOER, S.; SENGERS, F. Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. *Energy Policy*, v. 52, p. 117-125, 2013.

Redes inteligentes: Tendências operativas e comerciais em longo prazo

Dorel Ramos

Até 2030 a introdução e a difusão de inovações tecnológicas e a mudança na matriz de geração de energia elétrica brasileira vão modificar de forma substancial. Isso afetará as bases da operação do sistema elétrico brasileiro, tanto no nível das distribuidoras quanto da operação no sistema interligado.

A difusão de redes inteligentes com serviços de dados bidirecionais entre a distribuidora e o consumidor (ainda que limitados à prestação de serviços de eletricidade) e o crescimento da geração distribuída, localizada na própria unidade consumidora, vão determinar uma substancial transformação na operação dos serviços de distribuição de energia, impondo mudanças nos paradigmas estabelecidos e a criação de novos serviços e oportunidades de negócios. A concessionária de distribuição terá de lidar com um volume de informação muito maior. Atualmente, a distribuidora só tem acesso mensal a poucas informações *on-line* sobre um consumidor (leitura, faturamento e pagamento). No futuro, o fluxo de informações *on-line* será o padrão. A instalação de novas gerações de sistemas de monitoramento e controle não deverá abarcar apenas a relação

com o usuário final: o estado da rede de distribuição e de serviços agregados, como a iluminação pública, tende a ser acompanhado de maneira mais granular, na medida em que cada componente da rede passa a ser monitorado *on-line*. A maior disponibilidade de informações gerará oportunidades de novos serviços (e novos negócios) para o usuário final, o que acarretará uma alteração substancial nas rotinas de manutenção e operação da rede.

A difusão da geração distribuída, inclusive em baixa tensão, tornará a operação do sistema de distribuição mais complexa. A carga tenderá a variar de forma mais acentuada em resposta à natural volatilidade das gerações solar (distribuída) e eólica. Além disso, surgirão situações novas, por exemplo, a de uma subestação de distribuição que funcionará, ainda que apenas eventualmente, de forma bidirecional.

Nesse contexto, o presente capítulo apresenta uma análise retrospectiva dos desafios enfrentados pelos operadores de redes e prestadores de serviço de distribuição. Trata-se de uma abordagem com perspectiva futura de prestação de serviços aos usuários, considerando a complexidade crescente da operação das redes de média e baixa tensões, profundamente impactadas pelo advento das chamadas redes inteligentes.

Perspectivas e tendências tecnológicas na distribuição de energia elétrica

Novas tecnologias em redes de distribuição e oferta de novos serviços ao consumidor

O desenvolvimento do conceito de redes elétricas inteligentes (*smart grids*) vem provocando uma ruptura de paradigmas. Essa ruptura ocorre tanto na implementação de sistemas de distribuição de energia elétrica quanto no oferecimento de novos serviços e facilidades ao consumidor, tornando obrigatória a consideração dessa nova realidade quando se estabelecer a perspectiva da cidade do futuro.

A **tabela 1** permite visualizar os desafios atuais e futuros a serem enfrentados na ótica dos novos emergentes. Tais desafios têm relação com a função da evolução tecnológica e com o crescente nível de exigência da sociedade moderna.

Desafios atuais	Desafios futuros
Reforço da segurança de abastecimento	• Foco na eficiência energética • Apoio ao consumidor na redução de consumo
Otimização da qualidade de serviço	• Logística operacional eficiente • Rápida identificação e resolução de falhas na rede
Aumento da eficiência operacional	• Mobilidade elétrica • Integração de veículos elétricos (<i>grid to vehicle e vehicle to grid</i>)
	• Aumento das renováveis e da microgeração na rede • Novas formas de planejar e gerir a rede
	• Novas tecnologias (<i>energy storage</i>) e novos modelos de negócio (<i>DSM, pricing etc.</i>)

Tabela 1:
Desafios associados aos novos paradigmas da atividade de distribuição de energia elétrica

O conceito de redes inteligentes se baseia em redes de eletricidade que podem integrar, de forma inteligente, as ações e os comportamentos de todos os agentes, desde os produtores até os consumidores finais, com o objetivo de aumentar a sustentabilidade, a viabilidade e a segurança no fornecimento de energia elétrica. Também é possível abranger objetivos mais específicos, com foco na confiabilidade no suprimento. A migração para a rede inteligente envolve a aplicação de uma infraestrutura de comunicações para os diversos segmentos da rede elétrica, já que o grande potencial das redes inteligentes é a capacidade de processamento e de análise de grandes volumes de informação, contribuindo para tomadas de decisão mais eficientes, tanto dos operadores da rede elétrica, quanto dos consumidores finais.

O controle da rede elétrica poderá ser muito aprimorado. A tendência é que, cada vez mais, todo o sistema de distribuição

se torne mais dependente das novas tecnologias, que ainda são aplicadas de forma bastante restrita. Tais tecnologias envolvem igualmente a infraestrutura física, o desenvolvimento de software e a gestão do lado da demanda (*Demand Side Management* – DSM).

As redes inteligentes representam, hoje, um dos avanços de maior potencial na infraestrutura de distribuição da rede elétrica, possibilitando a coordenação das necessidades e capacidades dos produtores, operadores de rede de transporte e de distribuição, sistemas de armazenagem, comercializadores e consumidores finais de energia elétrica. Disso resultam novos paradigmas para o sistema de distribuição, que deverá ser operado da forma mais eficiente possível, minimizando custos e impactos ambientais globais do sistema elétrico, providenciando níveis elevados de confiabilidade e qualidade de serviço e otimizando a utilização dos ativos e a eficiência operacional.

Além disso, as redes inteligentes munirão os consumidores finais de informações mais detalhadas e de possibilidade de escolha, permitindo-lhes assumir um papel proativo na operação global do sistema. Em termos gerais, os principais objetivos e vantagens das redes inteligentes podem ser resumidos da seguinte forma:

- Colocar os consumidores finais como agentes ativos na gestão da rede elétrica;
- Melhorar a gestão da carga, por exemplo, com a redução dos picos de consumo, aumentando a eficiência energética no consumo final de eletricidade;
- Aumentar a eficiência na utilização final de energia elétrica, pela alteração de comportamentos e de padrões de consumo, por meio de políticas de DSM;
- Integrar a geração baseada em fontes renováveis de natureza intermitente (eólica, solar, fotovoltaica) e o armazenamento de eletricidade (baterias dos veículos elétricos);
- Aumentar a eficiência da alocação de recursos, otimizando os mercados (incluindo o varejista) de eletricidade e a prestação de serviços energéticos;

- Aumentar a eficiência e a eficácia da infraestrutura das redes, tanto dos ativos mais antigos quanto dos tecnologicamente mais recentes;
- Aumentar a qualidade do aprovisionamento de eletricidade medida por meio de indicadores habituais;
- Antecipar quebras no fornecimento de eletricidade, com a programação da evolução ou manutenção de redes;
- Desenvolver redes de informação que armazenam e gerenciam grandes volumes de dados, respeitando os direitos de todos os *stakeholders* (por exemplo, privacidade dos consumidores), cuja exploração potenciará novas oportunidades de negócios com base em serviços de valor acrescentado.

A complexidade arquitetônica das redes de distribuição que começam a ser implantadas em todo o mundo configura três segmentos com funções distintas:

- Os sistemas centrais (comercial e técnico), encarregados de proporcionar capacidade de gestão de rede e supervisão e execução da operação, assim como gerenciamento de informações;
- O segmento de automação de rede, com equipamentos que permitem controle e monitoramento de fluxos e da microgeração embutida, executando medições e enviando informações para os sistemas centrais, a partir de concentradores instalados em pontos adequados;
- A medição inteligente, situada nas instalações consumidoras, que permite a aplicação de tarifação dinâmica com a operação remota de equipamentos e a atuação remota de disjuntores, por exemplo, além de possibilitar a interface com o *Home Area Network* (HAN). Por meio do *display*, o consumidor pode ter informações *on-line* que lhe permitam gerenciar sua carga, além de tornar factível o oferecimento de serviços com o suporte das recentes tecnologias de medição e controle e das novas facilidades

de telecomunicação. Pode-se afirmar que as *smart grids* vão suportar essa mudança de paradigma.

A introdução das *smart grids* traz inúmeros benefícios para a operação da rede de distribuição, conforme bem ilustrado pela tabela 2.

Tabela 2:

Benefícios para a operação das redes de distribuição associados às *smart grids*

Com <i>smart grid</i>	
Maior eficiência operacional	• Gestão remota de equipamentos da rede • Otimização dos custos de manutenção da rede
Melhor qualidade de serviço	• Capacidade para detectar situações de falta de energia em cada cliente, melhorando o atendimento do SAC • Atendimento mais rápido e personalizado
Maior eficiência energética	• Melhor controle sobre os fluxos de energia na rede, minimizando perdas
Mais renováveis e veículo elétrico	• Capacidade de aumentar a implementação de energias renováveis • Suporte a soluções para a mobilidade elétrica

No entanto, os benefícios para o consumidor também são bastante importantes, conforme sublinha a **tabela 3**. Um aspecto extremamente relevante a discutir diz respeito ao detalhamento de diversas frentes de implementação de recursos de rede, melhorias de equipamentos conectados a redes de distribuição e implementação de novos recursos e serviços para o consumidor.

Tabela 3:

Benefícios associados às *smart grids* para o consumidor conectado a redes de distribuição

Com <i>smart grid</i>	
Faturamento	• Com base nos dados recebidos, com menor índice de falhas
Acesso à informação	• Acesso ao perfil de consumo via internet, <i>displays</i>, PDA
Serviços	• Alterações contratuais realizadas remotamente
Tarifários	• Possibilidade de aplicação de tarifários mais flexíveis
Serviços de valor acrescentado	• Informação e avisos por diferentes canais, incluindo redes sociais (Facebook, Twitter etc.) • Soluções para gestão energética da habitação

Alguns exemplos dos novos serviços e produtos que poderão ser oferecidos ao consumidor da cidade do futuro estão ilustrados na **figura 1**.

Novos serviços e produtos a oferecer a conjuntos seleccionados de clientes	
Pricing	• Teste de novas tarifas - Tarifa objetivo KWh - Tarifa escalões de consumo - Tarifa tri-horária
Informação de consumo	• Acesso, via internet, a diagrama de carga, histórico de consumo, análise comparativa utilizando o Google Powermeter
Gestão de consumo	• Auditoria energética • Software de gestão de consumo e <i>displays</i> de vários fornecedores, com ligação em tempo real ao medidor • Avisos por e-mails/sms para informação de: - Tipo 1: consumo, potência e comparação com histórico - Tipo 2: o anterior e diagramas de carga com relatório de avaliação de consumo

Figura 1:

Serviços e produtos para o consumidor conectado a redes de distribuição que tenham recursos de *smart grids*

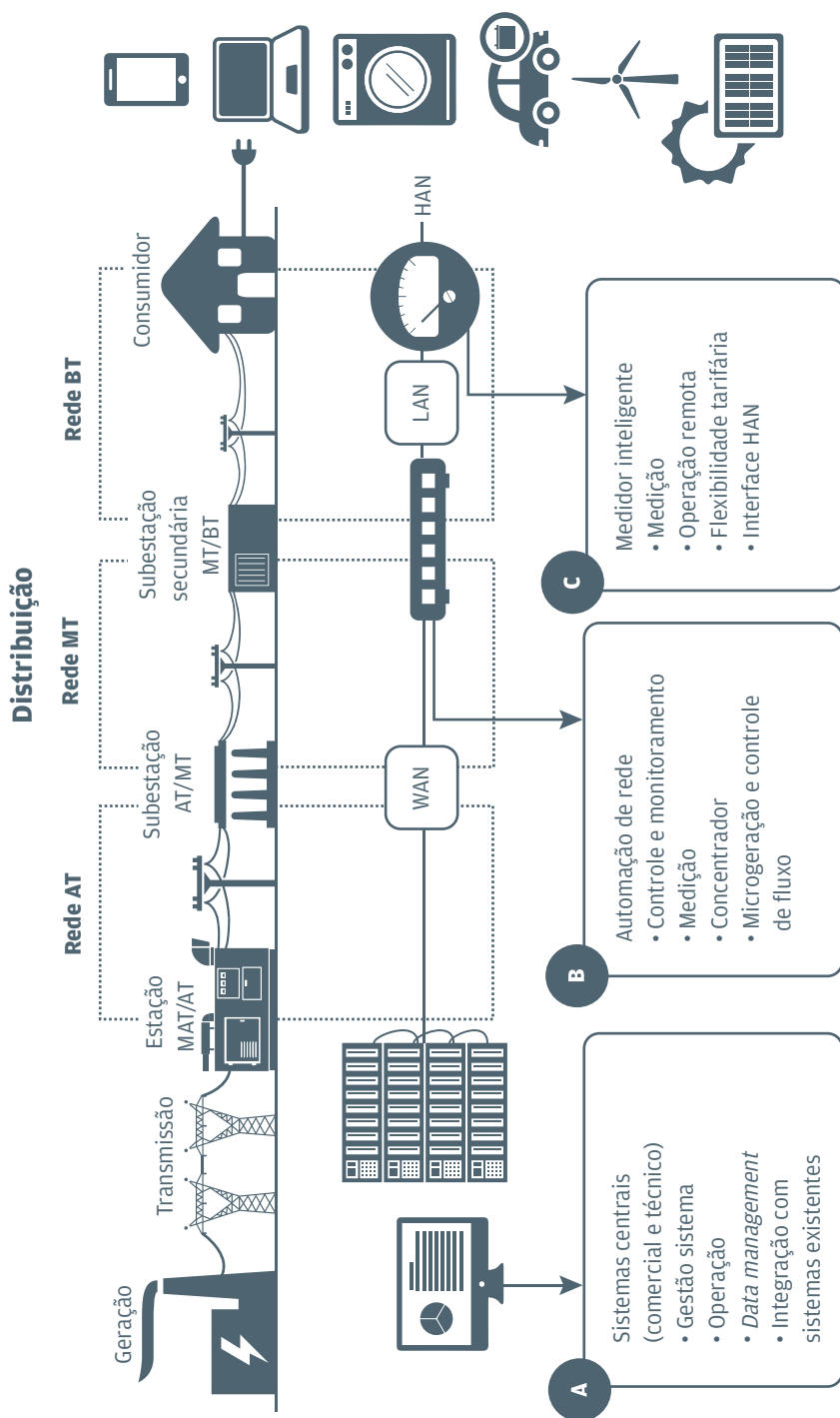
Por sua vez, a **figura 2** ilustra uma visão geral da complexidade arquitetônica das redes de distribuição que começam a ser implantadas no mundo inteiro.

Condicionamentos operativos provocados pela implementação maciça de geração intermitente na rede de distribuição de energia elétrica

A integração massiva de fontes de energia renováveis de natureza intermitente na rede elétrica, crescente num futuro próximo, será um grande desafio.

A fim de aumentar sua disseminação, sem, contudo, abandonar as questões referentes à segurança e à confiabilidade do suprimento de eletricidade, a infraestrutura de distribuição necessita evoluir para uma rede elétrica flexível. Esta deverá ser dotada de muitos recursos operacionais, sobretudo considerando este novo enquadramento: aumento da complexidade com desenvolvimento de técnicas de otimização inteligentes, de forma a gerir mais eficientemente a rede elétrica e otimizar a alocação dos recursos.

Figura 2:
Nova arquitetura
das redes de
distribuição
e recursos de
gerenciamento
e controle



A crescente disseminação de fontes renováveis com certo grau de intermitência (por exemplo, geração eólica, geração solar fotovoltaica e pequenas centrais hidrelétricas, tipicamente usinas a “fio d’água”), embora com claros benefícios ambientais, induz a um aumento da complexidade do sistema elétrico, uma vez que exige mais capacidade instalada global ou a implementação de elementos de armazenagem para mitigar o risco de falhas. Em outras palavras, à medida que a participação de fontes renováveis intermitentes aumenta, torna-se necessária uma complementação com fontes energéticas mais estáveis (como o gás natural) ou métodos de armazenagem, que servirão de *backup* para assegurar a qualidade do suprimento.

As redes elétricas atuais não suportam bem a variabilidade na geração por fontes renováveis, devido à reduzida capacidade de armazenamento de eletricidade, embora, em alguns países, essa questão já possa ser mitigada pela existência de centrais hidrelétricas reversíveis. É de se esperar que o custo de adotar fontes renováveis para gerar eletricidade decresça ao longo do tempo, com a maturidade das tecnologias e com a possibilidade de integração com sistemas de armazenamento. O crescimento da geração de eletricidade por fontes renováveis está intimamente ligado a um aumento da geração distribuída (que também inclui a microgeração), a qual poderá ter consequências negativas na operação da rede elétrica, como a deterioração da qualidade do serviço, a diminuição da eficiência no lado da oferta e/ou o impacto negativo na confiabilidade do abastecimento de eletricidade.

Para aplacar possíveis efeitos negativos ou potencializar o aumento da eficiência operacional da rede elétrica com a migração para a rede inteligente, deverá ser adotada uma política integrada com um forte planejamento estratégico do sistema elétrico e com mecanismos regulatórios adequados, tendo em conta a própria evolução tecnológica. A criação de uma estrutura regulatória de incentivos fará as concessionárias reconhecerem na geração distribuída um importante ativo no adiamento de investimentos. Por outro lado, a integração da geração distribuída requererá inovações tecnológicas na rede elétrica em prol do aumento de sua eficiência e eficácia,

também estimuladas pela evolução da própria regulação e por uma estrutura de incentivos.

Além disso, a geração distribuída, sob determinadas condições, pode reduzir as perdas da rede elétrica, que representam aproximadamente 7% da geração nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE). Isso ocorre porque a geração aproxima-se geograficamente dos pontos de consumo final, reduzindo as perdas (e custos subjacentes) na transmissão e distribuição.

De forma geral, a introdução das redes inteligentes traz benefícios palpáveis para o sistema elétrico, já que o emprego das tecnologias digitais na rede de energia elétrica, associado ao crescente uso de recursos computacionais e de comunicação, propicia o monitoramento e gerenciamento de todo o sistema envolvido na transmissão e distribuição de energia aos consumidores. Por um lado, as *smart grids* propiciam, para os sistemas elétricos distribuidores, maior confiabilidade e segurança operacional, além de promover melhorias na otimização da gestão de ativos e redução de custos operacionais, contribuindo, ainda, para uma produção de energia mais eficiente e ambientalmente adequada. Por outro, proporcionam ao consumidor, em tempo real, informações sobre seu consumo, tarifa, qualidade do serviço e informações comerciais, o que permite melhor gestão do consumo pelos usuários e a disponibilização de novos sistemas tarifários. A distribuidora também será beneficiada pelo desenvolvimento e pela oferta de novos serviços.

Finalmente, as redes inteligentes permitirão uma grande convergência entre distribuidoras e clientes, o que será favorecido pelo intercâmbio de informações, que beneficia ambos. De maneira geral, pode-se afirmar que os ganhos com a disseminação dessa tecnologia se apresentarão de diferentes formas: confiabilidade do sistema, benefícios econômicos, uso eficaz e eficiente de energia e preservação ambiental, o que afetará todos os agentes da cadeia, da produção até o consumo, inclusive as concessionárias, o consumidor e a sociedade em geral.

A evolução da infraestrutura das redes elétricas, que permitirá melhor gestão das redes e a integração da geração distribuída, poten-

cializará também o aumento das fontes renováveis (intermitentes), já que serão necessários investimentos individuais de menor dimensão, o que diminui o período de retorno e, por conseguinte, atenua o risco associado, aumentando a percepção do investidor para a viabilidade econômica dos investimentos em fontes renováveis. No entanto, a grande maioria dos pontos de microgeração, pela sua (muito) reduzida dimensão, ainda não está equipada com tecnologias (dispendiosas) que contribuam para melhor controle e gestão da rede.

Os paradigmas de custo e eficiência

A alteração de estrutura de atribuição dos preços das fontes de energia renovável é, certamente, uma variável de sucesso para sua promoção e difusão. A estrutura de tarifas de eletricidade gerada das fontes renováveis deverá incorporar o custo marginal, o padrão de carga, critérios sociais e a garantia de receitas para as concessionárias.

A gestão da rede inteligente deverá, pois, ser capaz de ofertar, isto é, de injetar na rede elétrica as diferentes fontes disponíveis que satisfaçam à demanda ao menor custo. Fará isso priorizando as fontes renováveis, dado o seu caráter intermitente, e tendo em conta a reduzida capacidade de armazenamento de eletricidade no nível das redes de média e baixa tensões.

Embora ainda diante de desafios regulatórios, tecnológicos e de mercado, a integração de uma infraestrutura consolidada de geração distribuída e de armazenamento elétrico (como as baterias estacionárias ou sistemas V2G, *vehicle to grid*) pode potenciar um sistema elétrico mais “limpo”, confiável e eficiente, tanto do lado da oferta quanto do da demanda:

- A infraestrutura da rede inteligente que contemple um forte componente de geração distribuída melhorará a eficiência na transmissão e na distribuição de energia elétrica, reduzirá as necessidades energéticas nos horários de ponta, mitigará a

intensidade de carbono no lado da oferta e proporcionará um fornecimento de eletricidade de maior qualidade;

- O aumento da expressividade das fontes renováveis na matriz elétrica, nomeadamente por meio de microgeração, contribuirá para reduzir possíveis congestionamentos e perdas na transmissão, visto serem potencialmente menores as necessidades elétricas da demanda que terão de ser satisfeitas por transporte de energia elétrica por linhas de transmissão de longa distância;
- A integração de pontos de geração de fontes renováveis de escala reduzida (principalmente eólica e solar) em cidades inteligentes pode reduzir a dependência dos autoprodutores em relação à rede elétrica;
- A integração das redes elétricas existentes com fontes renováveis potencializa uma distribuição de energia elétrica mais econômica, eficiente e sustentável, o que produzirá igualmente benefícios ambientais, sobretudo no que diz respeito ao controle das emissões de gases de efeito de estufa.

As redes inteligentes contribuirão, assim, para o incremento da produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis, ao permitirem, dada a evolução tecnológica inerente, a sua integração na rede. Também contribuirão para o aumento da eficiência e eficácia sua utilização, alavancada com a criação de sinergias, como os sistemas de armazenagem, que possibilitam o desfasamento temporal entre a produção e o consumo pelo armazenamento de eletricidade nas baterias dos veículos elétricos.

Outro aspeto crítico que concorre adicionalmente para a necessidade de uma distribuição mais inteligente é a previsível massificação, em médio prazo, da mobilidade elétrica. Embora atualmente apenas alguns milhares de unidades de veículos elétricos sejam vendidos por ano em todo o mundo, a elevada eficiência e o relativo baixo preço dos motores elétricos fazem os produtores reconhecerem neste meio de transporte uma séria aposta comercial, já em médio prazo. Por outro lado, a tendência percebida da difusão da mobilidade elétrica, bem como as preocupações de ordem ambiental,

vêm estimulando o interesse dos consumidores em adquirir esse tipo de veículo.

O desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, baseadas em fluxos bidirecionais de comunicação e de energia, a dinamização de políticas ambientais e os sistemas de incentivos governamentais são os principais fatores críticos de sucesso para a difusão dos veículos elétricos (VE), cuja taxa de adoção dependerá também da oferta dos fabricantes e da evolução dos preços dos combustíveis (diesel e gasolina). No entanto, é na função comercial que se concentram os potenciais de ganhos com a redução de custos que interessam de forma mais direta o escopo deste livro. Nesse contexto, novos equipamentos que propiciem a leitura remota de consumo podem trazer inúmeros benefícios:

- Simplificação e agilização dos serviços associados à leitura e ao faturamento, a exemplo do que ocorre com os grandes consumidores;
- Disponibilidade de maior número de informações para as atividades de atendimento comercial, identificação de regiões com problemas de interrupção e agilização dos procedimentos de restabelecimento;
- Identificação de regiões com elevado nível de perdas, a partir da comparação entre medições de transformadores ou circuitos e medições das unidades consumidoras atendidas;
- Melhorias nos processos de ligação, corte e religação, por mudança de titularidade ou por inadimplência.

Finalmente, há de se considerar que o custo final da energia consumida envolve também os custos de transporte entre os centros de produção e os de consumo.

Os custos de transmissão são incorporados às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), com base nos valores das máximas solicitações de demanda, registradas nos pontos de conexão/fronteira da distribuidora com o sistema de transmissão e rateados entre os diversos níveis de tensão com base nas contribuições de cada um na

formação da curva de carga global. Dessa maneira, o perfil de carga em cada ponto de conexão passa a ser uma variável determinante dos custos de transmissão, posteriormente distribuídos pelos diferentes níveis de tensão e recuperados pela tarifa aplicada, de acordo com o perfil de cada consumidor.

Quanto menores os picos de consumo ou quanto mais uniforme for a curva de carga de determinada instalação ou consumidor, menores serão os custos de atendimento pela otimização dos investimentos realizados nos sistemas de transmissão e distribuição que o atendem. Isso também pode ocorrer se o atendimento dos momentos de pico do sistema exigir o despacho de plantas de geração adicionais, cujos custos variáveis serão mais altos, aumentando os custos médios incorridos na produção de energia.

Em outras palavras, altos fatores de carga (próximos de 100%) conduzem a menores custos, seja do ponto de vista das solicitações aos sistemas de transmissão e distribuição, seja pela otimização do despacho de usinas geradoras de menor custo. Esses custos talvez possam ser minimizados essencialmente no nível da baixa tensão, recuperando a ideia já mencionada de utilizar os sistemas de armazenamento de energia móvel (por exemplo, VE), podendo ser encurtada a distância entre unidades de geração e consumo.

Referências

- DEL CARPIO HUAYLLAS, T. E.; RAMOS, D. S.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L. *Microgrid Systems: Current States and Challenges*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5762853&tag=1>. Acesso em: 26 out. 2010.
- _____. *Microgrid Transition to Islanded Modes: Conceptual Background and Simulation Procedures Aiming to Dynamic Performance Assessment*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Orlando, 2012.
- _____. *Feed-in and Net Metering Tariffs: An Assessment for their Application on Microgrid Systems*. Sixth IEEE/PES T&D Latin America Conference and Exposition. Disponível em: <[ihyyp://eeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?reload=true&punumber=6309333](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?reload=true&punumber=6309333)>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- HENGELER, C. *Distribuição Inteligente*. Relatório do Projeto de P&D CPFL/GESEL. Campinas, 2014.
- KASBEKAR, G. S.; SARKAR, S. *Pricing Games among Interconnected Microgrids*. IEEE Power and Energy Society, General Meeting. San Diego, 2012, p. 1-8.
- KING, D. E. *Electric Power Micro-grids: Opportunities and Challenges for an Emerging Distributed Energy Architecture*. Tese (Ph.D). Carnegie Mellon University, 2006.
- RAMOS, D. S.; HUAYLLAS, T. E. C. *Avaliação econômica de uma micro-rede solar residencial conectada com o sistema de distribuição*. Conference on Innovative Smart Grid Technologies – Latin America. São Paulo, 2013.

Microrredes elétricas

9.

Dorel Ramos

Este capítulo apresenta a situação atual dos sistemas de distribuição que incorporam as microrredes elétricas, bem como analisa as barreiras encontradas para sua integração à rede-tronco.

Uma frente de evolução tecnológica de bastante importância na construção de uma Cidade do Futuro é a implementação de microrredes elétricas, conceito bastante novo na literatura de sistemas de distribuição. As alterações regulatórias na indústria de energia e o desenvolvimento de sistemas geradores de pequeno porte (geração distribuída), por exemplo, sistemas solares fotovoltaicos e de microgeração, oferecem aos consumidores a possibilidade de gerar energia no local de consumo. Embora essa oportunidade possa ser considerada benéfica para o meio ambiente — uma vez que a geração distribuída pode utilizar fontes de energia renováveis —, ela representa também um grande desafio para os operadores da rede. Historicamente, as microrredes vêm sendo parte principal das redes elétricas em áreas remotas, nas quais, por diversas razões (topografia, planejamento etc.), a rede principal (concessionária de distribuição) não consegue suprir o mercado local de energia elétrica. Por isso, as microrredes são também muito utilizadas em sistemas elétricos de bases militares e em centros de pesquisa de alto nível.

Em associação ao próprio racional de sua implantação, existe uma grande expectativa relativa ao desempenho das microrredes e, por conseguinte, às questões relacionadas com os padrões de microrredes, como a operação autônoma, as estratégias de controle, as barreiras regulamentares, bem como seus esquemas de proteção e

operação em condições de ilha, entre outros aspectos. Alguns exemplos práticos de instalações com abrangência internacional também serão apresentados.

Microrredes elétricas

Caracterização da importância da utilização das microrredes elétricas

Uma microrrede elétrica (MR) típica é composta por uma ou mais fontes de energia associadas a uma carga, com possibilidade de operar de forma independente ou conectada à rede principal. São vistas pelo resto do sistema como uma unidade controlada individualmente.

Do ponto de vista do consumidor, a microrrede elétrica pode ser projetada de forma a reforçar a confiabilidade, aumentar a eficiência do sistema e melhorar a qualidade da tensão, entre outras vantagens.

Na atualidade, a sociedade moderna depende quase totalmente da energia elétrica, fato comprovado pelos recentes apagões de grande escala ocorridos em alguns países. Em 2003, as regiões Norte e Nordeste dos Estados Unidos e parte do Canadá foram afetadas por um desses blecautes. Um evento similar ocorreu no Brasil em 2009, afetando várias cidades das regiões Sudeste, Sul, Centro-Oeste e Nordeste. O Paraguai também teve afetado aproximadamente 90% de seu território (Itaipu binacional).

A ocorrência de um apagão generalizado pode afetar de forma significativa vários setores da economia, ao mesmo tempo em que sistemas essenciais para a vida moderna ficam praticamente inoperantes, como transporte elétrico, indústrias e hospitais sem sistemas de geração emergencial, instituições acadêmicas, iluminações pública e residencial e, inclusive, sistemas de comunicação.

Após esses eventos, houve uma busca por alternativas que pudessem oferecer maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica ou, pelo menos, alternativas que pudessem minimizar o

impacto de restrições de suprimento. O governo americano, por exemplo, após o citado apagão de 2003, reforçou o programa alternativo de energia elétrica.

O estabelecimento de sistemas com base em microrredes elétricas mostrou-se uma alternativa que poderia ser utilizada com essa finalidade, de tal forma que não apenas cargas críticas, mas também importante parcela das atividades típicas do segmento de consumo, pudessem continuar sendo executadas durante períodos de contingência no sistema elétrico.

Sob essa perspectiva, atualmente as microrredes elétricas estão sendo investigadas devido a seu potencial para lidar com determinados problemas, conforme apresentado a seguir:

- Evitar a perda total de energia durante distúrbios e blecautes em sistemas e redes com cargas críticas, aumentando a confiabilidade do suprimento tanto para o consumidor quanto para o sistema;
- Otimizar e incentivar o uso de fontes de geração de energia renováveis, como a energia solar, eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) etc;
- Aumentar a segurança no sistema contra ataques premeditados e desastres naturais, pelo fato de utilizar e promover o uso de fontes de energia dispersa.

Em países nos quais o sistema de distribuição foi descentralizado, o estabelecimento das microrredes tem como objetivo atender a economia do consumidor, gerando sua própria energia durante períodos nos quais o kWh da concessionária de distribuição tenha preço maior do que a energia gerada pela microfonte de energia (mitigação dos efeitos da volatilidade dos preços no mercado de curto prazo). Outra vantagem da produção de energia local é a otimização de sistemas térmicos de cogeração. O calor liberado ao ambiente desses centros pode ser reutilizado, por exemplo, para aquecer água para uso regional e acionar pequenas usinas termelétricas, dotadas de tecnologia de ciclo combinado.

Em face dos problemas e necessidades existentes na atualidade, é fundamental tornar a rede elétrica mais confiável por meio de diversas alternativas, entre as quais o uso das MRs, promissora opção. Seu potencial pode ser bem suportado por recursos tecnológicos atualmente disponíveis, em função do grau de maturidade alcançado pela eletrônica de potência, pelos sistemas inteligentes (*smart grids*) e pela tecnologia *wireless*, entre outros.

Levando em conta essas características, o presente capítulo apresenta uma análise relacionada às novas tendências operativas e comerciais referentes ao desenvolvimento das MRs.

Arquitetura típica de uma MR

Uma MR pode ser catalogada como uma versão em pequena escala da rede principal. Analogamente, contém também cargas e fontes de energia (geradores, dispositivos de armazenamento de energia e outros) que podem ser operadas de forma controlada e coordenada (**figura 1**). A operação da MR com a rede de distribuição pode ser: (a) ilhada ou (b) conectada à rede de distribuição (LIDULA; RAJAPAKSE, 2011).

O ilhamento forçado da MR pode ocorrer durante períodos de interrupção da rede principal ou no caso do ilhamento pré-planejado, devido a questões de custo na geração. Porém, considerando os procedimentos e protocolos operacionais a serem seguidos, não se trata de um procedimento de simples realização, já que, além dos mencionados protocolos, devem também ser levados em conta aspectos técnicos relacionados com estabilidade, sincronismo e proteção, entre outros aspectos da MR. Outra característica das MRs é a possibilidade de um acordo com a concessionária de distribuição, segundo o qual seria fornecida sua geração excedente por exemplo, durante períodos de elevada demanda na rede.

Um sistema típico de uma MR pode estar conectado à rede de distribuição de baixa tensão (BT) ou à rede de média tensão (MT), conforme ilustrado na **figura 1**. As fontes de geração distribuída

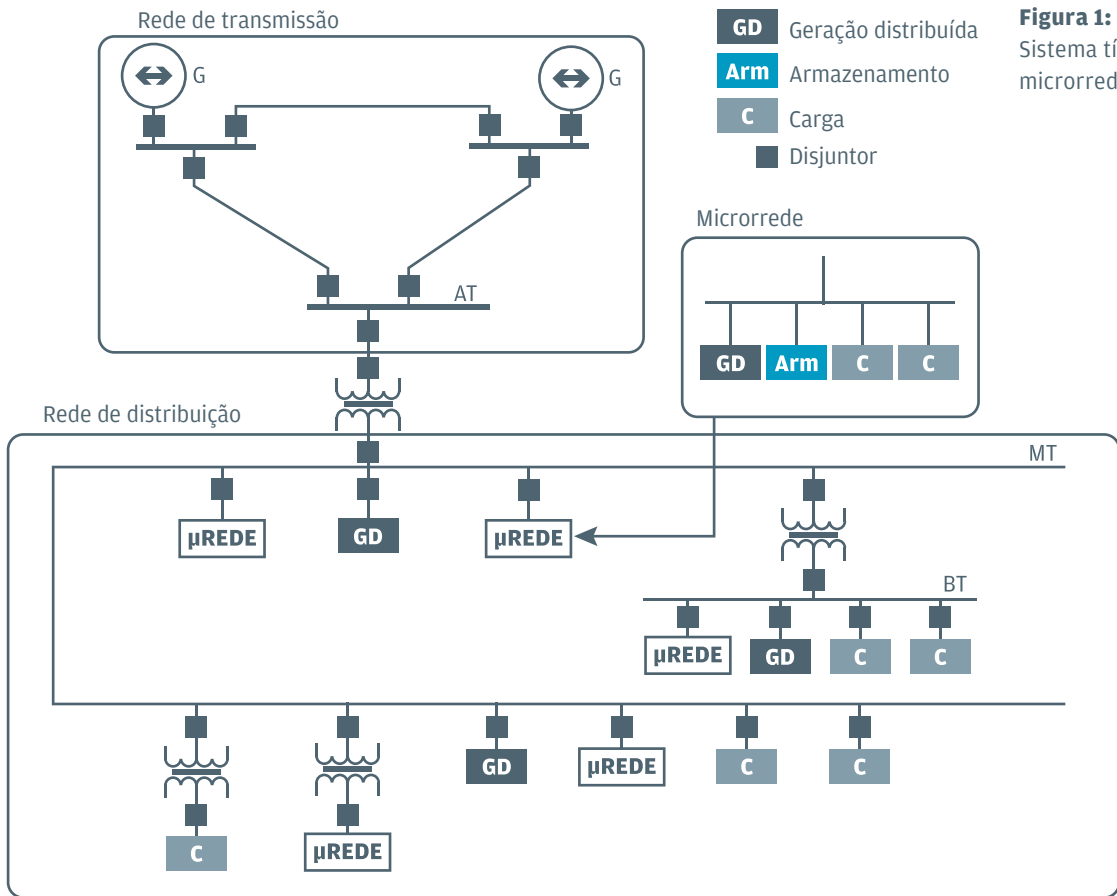


Figura 1:
Sistema típico de
microrrede elétrica

podem estar caracterizadas por diversos tipos convencionais (por exemplo, geração do tipo termelétrico, PCHs etc), bem como por fontes alternativas (eólica, solar etc.).

Normalmente, são utilizados sistemas de armazenamento de energia (banco de baterias), considerando os seguintes fatores:

- Após uma contingência, a geração convencional pode precisar de um tempo finito para fornecer energia à microrrede ao operar no modo ilhado, grande desvantagem no caso de cargas críticas;
- No caso das fontes de geração não convencionais, a vulnerabilidade do suprimento ocorre em função da dependência das condições climáticas (sol, vento etc.);

Diversas referências encontradas na literatura da área complementam a definição de MR como uma rede de distribuição de baixa tensão (por exemplo, uma pequena área urbana ou mesmo uma instalação industrial), na qual estão integradas cargas e unidades de geração de energia, distribuídas pela rede, com dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis. Além disso, ainda há a implementação de sistemas avançados de gestão e controle suportados por uma infraestrutura de comunicação.

Uma das características interessantes das microrredes é sua flexibilidade na operação quando conectada à rede principal. Assim, conforme mencionado, em função das condições existentes no sistema, uma MR poderia operar sob os seguintes modos:

- Modo de operação normal ou conectado à rede principal. Nessa condição operativa, a microrrede pode oferecer suporte de reativos, controlando, assim, a tensão local e injetando potência na rede;
- Modo de ilhamento pré-planejado (intencional). Normalmente, esse modo de operação resulta na geração de transitórios pequenos. Por outro lado, a microrrede isolada pode enfrentar problemas de desequilíbrio de carga e geração. Em alguns casos de contingências severas, a fim de eliminar consequências indesejadas (incluindo possível colapso de tensão), pode ser necessário aplicar o *load shedding* na carga ou na geração. Não obstante, essa forma de operação pode ser muito atrativa do ponto de vista econômico para os consumidores;
- Modo de ilhamento forçado (não intencional). Esse modo de operação ocorre principalmente devido à presença de faltas no sistema ou a outros tipos de transitórios não previstos (por exemplo, quedas de tensão severas, blecautes etc.). Idealmente, a transição a esse modo de operação deverá ser realizada com a manutenção de determinados níveis de tensão e frequência no atendimento das cargas. No entanto, em função do tipo de disjuntor no ponto de acoplamento comum (*Point of Common*

Coupling – PCC) entre a microrrede e a rede principal, podem ocorrer interrupções momentâneas durante a transição entre os modos operativos.

Classificação básica das MRs

Uma das primeiras formas de classificação das MRs é apresentada na **figura 2**. Esse tipo de classificação considera MRs com cargas alimentadas “individualmente” (**figura 2a**) e com geração “centralizada” (**figura 2b**).

Com o desenvolvimento de sistemas de geração distribuída, bem como em decorrência das pressões para fomentar o uso de fontes de energia renováveis e o aumento da confiabilidade de suprimento, a inserção das microrredes elétricas se mostra uma solução atrativa. Não obstante, é necessário ainda aprimorar pesquisas relacionadas com o sistema de controle automático e a comunicação entre a microrrede e a rede principal.

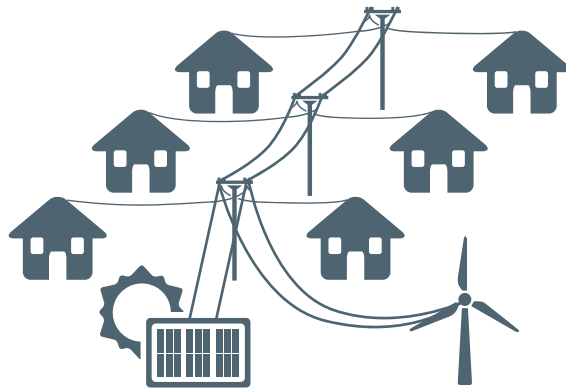
Recentemente, foram desenvolvidos dois tipos de controle aplicados ao caso das microrredes: o controle centralizado e o controle descentralizado. No centralizado (ou hierárquico), são identificados os seguintes tipos de controladores:

- Controlador da microfonte (*Microsource Controller* – MC), capaz de controlar a tensão e a frequência da microrrede;
- Controlador da carga (*Load Controller* – LC), aplicado nas cargas sujeitas a controle;
- Controlador central da microrrede (*Microgrid Central Controller* – MGCC), que monitora a potência ativa e reativa da microrrede, além de ser responsável pela transmissão de informação de/para os MCs e LCs;
- Sistema de gerenciamento da distribuição (*Distribution Management System* – DMS), que gerencia a interligação entre a microrrede e a rede restante de distribuição.

Figura 2a:
Individual



Figura 2b:
Centralizada



Um controle do tipo descentralizado apresenta características similares ao do tipo centralizado, com a diferença de que, no segundo caso, a responsabilidade principal é dos MCs, que atuam para maximizar a produção da MR, a fim de satisfazer à demanda e, provavelmente, exportar a máxima potência possível à rede principal, tendo em conta os atuais preços do mercado. O controle descentralizado é destinado a maximizar a autonomia dos microgeradores e cargas.

Arquitetura operacional de uma microrrede

O fato de a microrrede estar conectada de forma radial ao sistema facilita o estabelecimento do ponto de acoplamento comum (PCC), no qual se prevê a existência de um interruptor estático, o que possibilita o ilhamento ou a reconexão rápida à rede principal, conforme mostrado na arquitetura simplificada da **figura 3a**.

Arquitetura operacional básica de uma microrrede

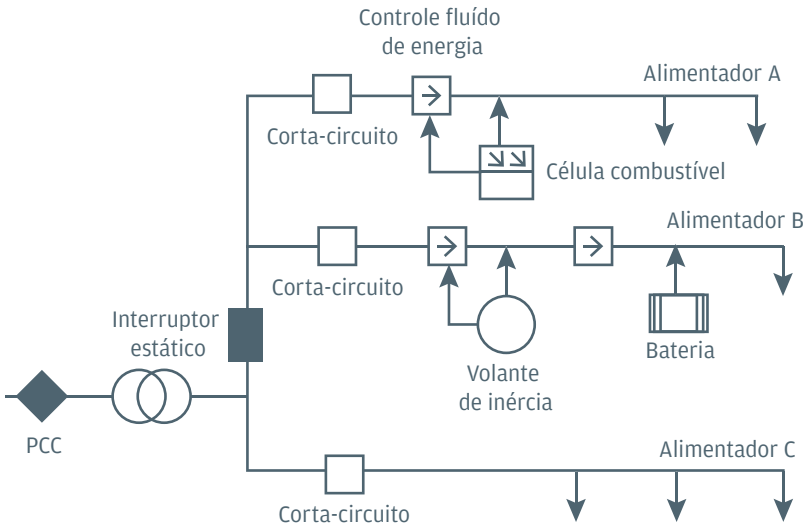


Figura 3a:
Simplificada

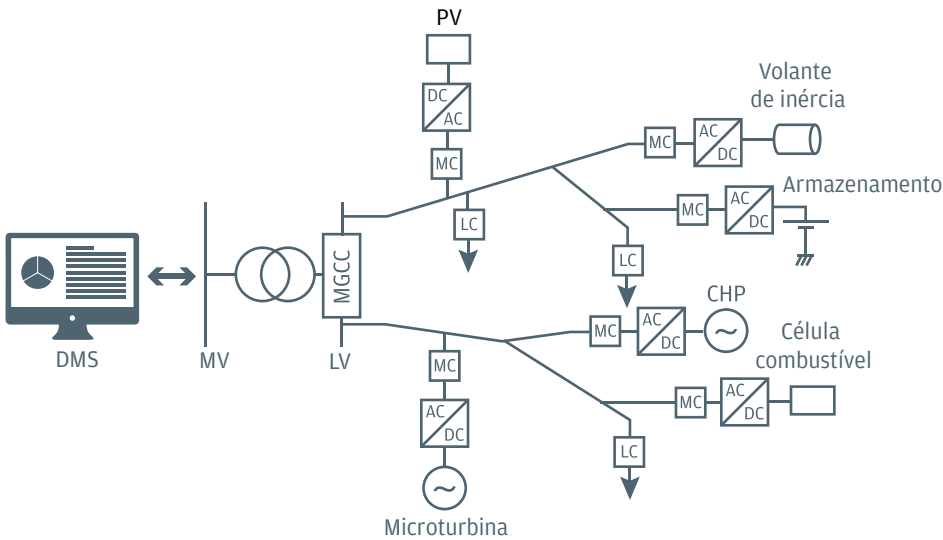
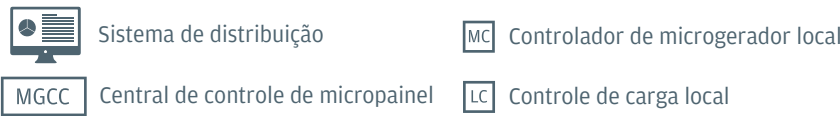


Figura 3b:
Completa



Já a **figura 3b** apresenta uma arquitetura operacional mais completa, na qual é possível observar várias cargas, microfones de geração contínuas e intermitentes (PV solar), assim como elementos de armazenamento de energia (*flywheel* e baterias). A quantidade de dados transmitida no circuito de controle, além do espaço geográfico ocupado pela microrrede, é relativamente pequena quando comparada com os sistemas tradicionais, o que resulta em uma infraestrutura de comunicação de baixo custo.

O controle centralizado atua por um MGCC instalado na subestação abaixadora. O controle secundário é feito por controladores localizados nas cargas, ou grupos de cargas, bem como controladores das microfones (MCs). Eles trocam informação com o MGCC, que devolve informação dos *set-points* adequados para os MCs. O controlador de carga (LC) faz o controle durante uma situação de ilhamento da MR. O controlador da microfonte (MC) controla a sua geração de potência ativa e reativa.

Portanto, a microrrede poderá “oferecer” ao operador de rede principal características como o controle de tensão, fluxo de potência ativa e reativa intercambiada com a rede de distribuição, entre outras tarefas.

Geração distribuída no contexto de uma microrrede

Conforme visto, a constituição e operação de uma microrrede utiliza tecnologias como geração distribuída (GD); sistemas de armazenamento de energia; elementos de conexão e sistemas de controle (**figura 4**). Uma das características da geração distribuída (GD) é sua localização: próximas às cargas. Entre as principais fontes em geral podem ser mencionadas: a geração eólica, a fotovoltaica (PV), as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), as células combustíveis, as microturbinas e as centrais térmicas, baseadas no uso de geradores de combustão interna (denominados de CHP ou Combined Heat and Power). Algumas dessas formas de geração são mostradas na **figura 5**.

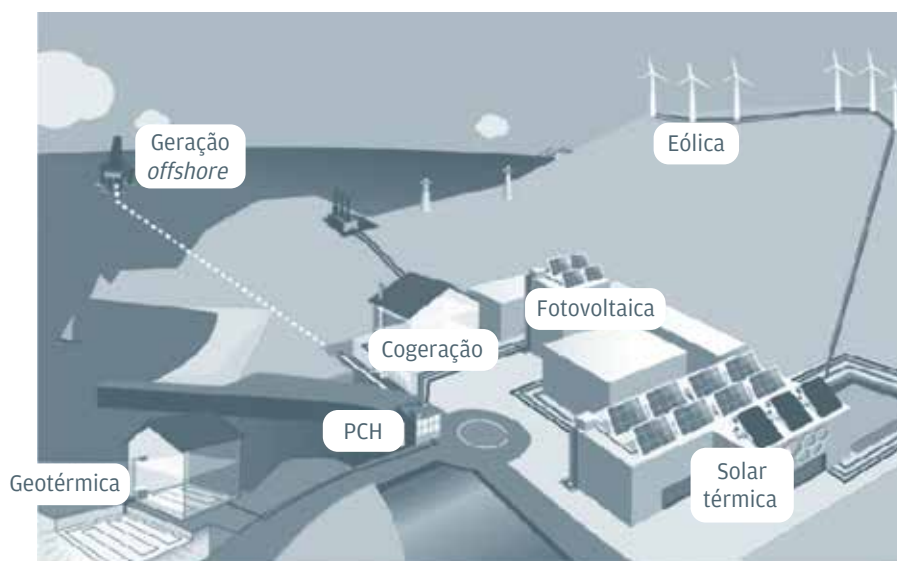


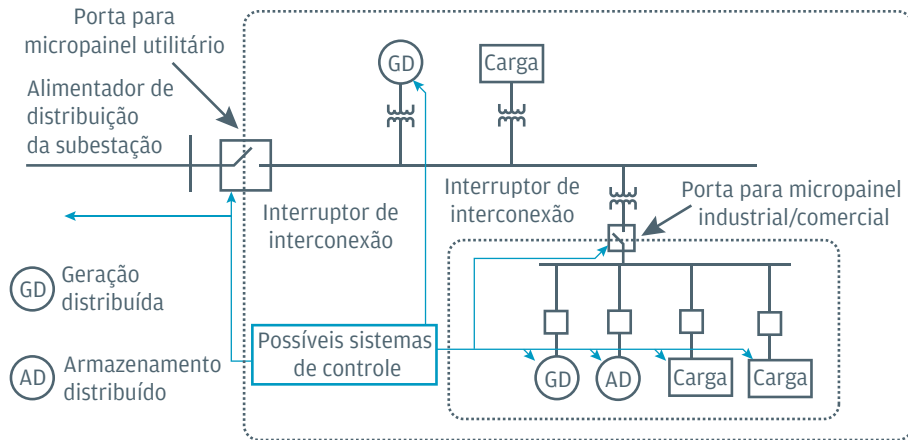
Figura 4:
Componentes de
uma microrrede
(fontes)

A eleição do tipo de tecnologia de geração numa microrrede dependerá de alguns fatores para condicionamento das análises técnica e econômica, como os custos de investimento, operação e manutenção, disponibilidade do combustível, emissões de ruído, emissões de gases de efeito estufa, maturidade da tecnologia e características de funcionamento e operação.

Tendências operativas das microrredes elétricas

As MRs vêm sendo apresentadas como uma atraente opção para integrar a geração distribuída (GD) com a rede principal, motivando a introdução de novas facilidades operacionais no mercado elétrico, entre as quais as mudanças das estratégias de controle, que diferem dos sistemas convencionais utilizados, e as mudanças nos aspectos relacionados com o gerenciamento das cargas, sincronização com a rede principal etc. Conforme ilustrado na **figura 6**, várias são as tecnologias atualmente envolvidas com as MRs, como a geração distribuída, os sistemas de armazenamento de energia, os inversores, as cargas etc.

Figura 5:
Principais tipos de
geração de uma MR



- **Geração distribuída:** Uma das características da GD é a localização próxima das cargas, podendo ser composta, conforme já vimos, por geração eólica, fotovoltaica (PV), pequenas centrais hidrelétricas (PCH), células combustíveis, microturbinas e pequenas usinas térmicas de cogeração, baseadas no uso de geradores de combustão interna.
- **Sistemas de armazenamento:** Com a finalidade de utilizar a energia renovável de maneira mais eficiente em relação a problemas inerentes à sua operação (variabilidade e intermitência na geração e instabilidade na rede elétrica), é comum o uso de banco de baterias, supercondutores magnéticos e volantes de inércia (*flywheels*), entre outros, como elementos de armazenamento de energia (GUOJU et al., 2010).
- **Inversores:** Têm a função de converter a corrente contínua (CC) procedente de fontes CC em corrente alternada (CA). É o caso da geração por meio de sistema fotovoltaicos e sua posterior utilização em diversos tipos de carga. Segundo normas, como a pioneira IEEE P1547, com o objetivo de evitar a operação ilhada de redes não planejadas para esse propósito, o inversor deve ser desconectado do painel quando a rede elétrica estiver fora de operação. Porém, dentro do conceito das MRs, a função da nova geração de inversores prevê mantê-los conectados quando a MR se desconecta da rede principal, alterando seu modo operativo

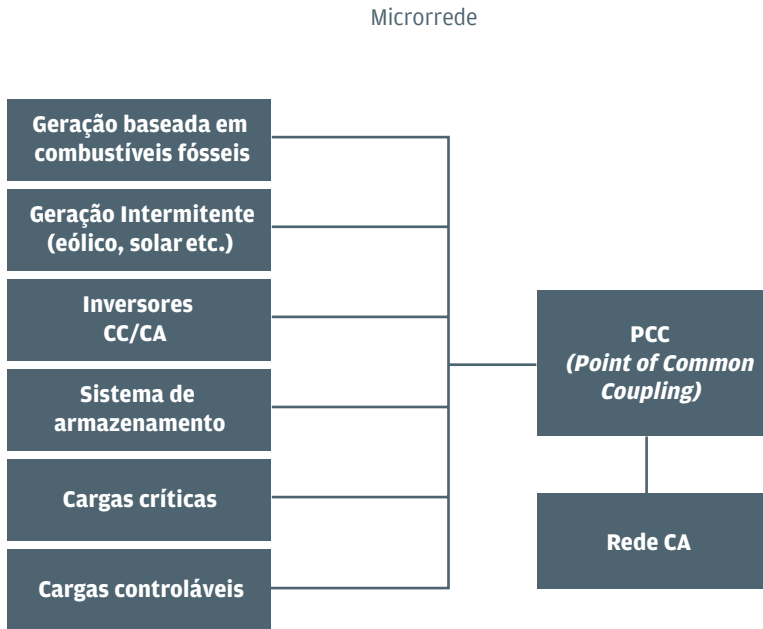


Figura 6:
Principais
componentes
de uma MR

para o ilhado. Atualmente, em conformidade com essa norma (IEEE P1547), estão sendo desenvolvidos protocolos para que o ilhamento ou separação da MR da rede principal seja realizada de forma mais segura.

- **Cargas:** As MRs podem oferecer energia elétrica a diferentes tipos de cargas, principalmente as denominadas críticas (que, devido à sua importância, não admitem interrupção do fornecimento de energia), assim como as cargas controláveis (não críticas).

Vantagens e desvantagens oferecidas pelas MRs

Existem vários fatores de interesse sob os quais as MRs elétricas e sua implementação tornam-se promissoras, principalmente:

- A capacidade de ilhamento durante contingências na rede principal, sem afetar o suprimento contínuo de energia às cargas atendidas pela MR;

- A injeção da energia excedente durante períodos de pico na rede principal;
- A redução dos custos de energia do usuário pela geração de sua própria energia, com um custo que pode ser menor ao oferecido pela concessionária;
- O fornecimento de serviços ancilares (serviços de confiabilidade ao sistema de distribuição), podendo incluir: regulação de tensão, energia de reserva, capacidade de *black start* e ilhamento controlado (KUECK et al., 2003; CHOWDHURY et al., 2009);
- A redução de emissões de gases de efeito estufa, caso a MR esteja composta de fontes de energia renovável.

Entre as desvantagens podem-se mencionar (CORNFORTH et al., 2011):

- A qualidade de tensão e frequência gerada pode não estar dentro dos padrões estabelecidos pelas normas;
- O uso de sistemas de armazenamento de energia, dependendo do tipo de fonte de geração, pode ser necessário, o que demanda custo, manutenção e espaço adicional;
- A resincronização com a rede elétrica pode apresentar certo grau de dificuldade;
- O sistema de proteção da MR e sua coordenação com a rede principal são atualmente um dos desafios em vias de desenvolvimento;
- Questões regulatórias e de comercialização apresentam ainda pontos a serem esclarecidos.

Possíveis benefícios e aplicações

Na **tabela 1**, adaptada de Marnay et al. (2012), apresenta-se uma síntese dos benefícios trazidos pelo estabelecimento de MRs em relação à concessionária, à sociedade e ao consumidor final.

Classe de benefício	Benefício específico	Cliente	Concessionária	Sociedade
Econômico (direto)	Redução de custo da eletricidade e combustível	x		
	Venda do excedente de eletricidade para a rede	x	x	
Econômico (indireto)	Redução de perdas na distribuição		x	x
	Reservas operacionais reduzidas		x	
Confiabilidade de energia	Diminuição da falta de energia no local	x		
	Capacidade de <i>black star</i>		x	x
Apoio à rede	Controle de reativos e tensão terminal		x	
Ambiental	Incremento no uso de energia renovável	x	x	x
	Redução de emissões de efeito estufa			x

Tabela 1:
Visão geral de alguns benefícios que as microrredes podem oferecer

Fonte: Adaptado de Marnay et al., (2012).

Observa-se que, com a instalação de MRs, esses três segmentos envolvidos teriam aspectos técnicos e econômicos a seu favor.

Classificação operativa das microrredes

Existem diversos critérios aplicáveis à classificação de MRs elétricas:

- Uma das primeiras formas de classificação considera as MRs: (i) alimentadas de forma “individual” e (ii) baseadas em uma geração “centralizada” (SCREGNOLI, 2010);
- Outra forma de classificação está relacionada com o modo de funcionamento: conectada à rede elétrica ou ilhada dela. Pode também ser classificada segundo a topologia da rede: radial ou malhada; ou segundo o modo de controle: principal, principal virtual (remoto, via comunicação) ou distribuído (ANDUAGA et al., 2008);
- Nessa classificação, podem ainda ser considerados aspectos relacionados a número de clientes a serem atendidos (um único ou mais de um); tipo de clientes (residencial, comercial ou industrial), tempo de funcionamento (integral ou parcial);

nível de tensão utilizado; tipo de geração distribuída utilizada, entre outros (HERNAN et al., 2001);

- Por fim, existe mais uma classificação de MRs em função do tipo de corrente utilizada (CA ou CC). Caso as cargas estejam conectadas diretamente à geração CC (por exemplo, no caso de painéis solares), sem o uso de inversores CC/CA, a MR será do tipo CC.

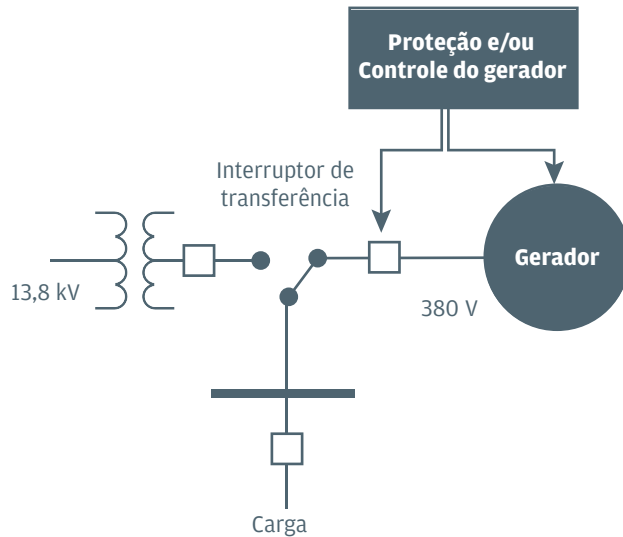
A seguir, são descritos alguns dos tipos de MRs mencionados:

Microrrede simples (apenas um usuário)

É considerada a forma mais simples de MR, formada por um gerador de emergência e um único interruptor de conexão (**figura 7**). A partir da incorporação de sistemas de controle e sincronização e de um sistema de detecção automática das condições de ilhamento, é possível configurar uma MR que opere sincronizada à rede externa, além da capacidade de ilhamento automático.

Figura 7:
Esquema de uma
microrrede simples

Fonte: Herman
et al. (2001).



Microrrede constituída de um conjunto de usuários

Este tipo de configuração atende a um grupo de consumidores que, normalmente, está conectado à rede elétrica. Além de fontes de geração distribuída, a MR pode incorporar dispositivos de armazenamento de energia e geração de calor residual para calefação a cada usuário, a fim de incrementar a eficiência energética da MR, conforme ilustrado na **figura 8**.

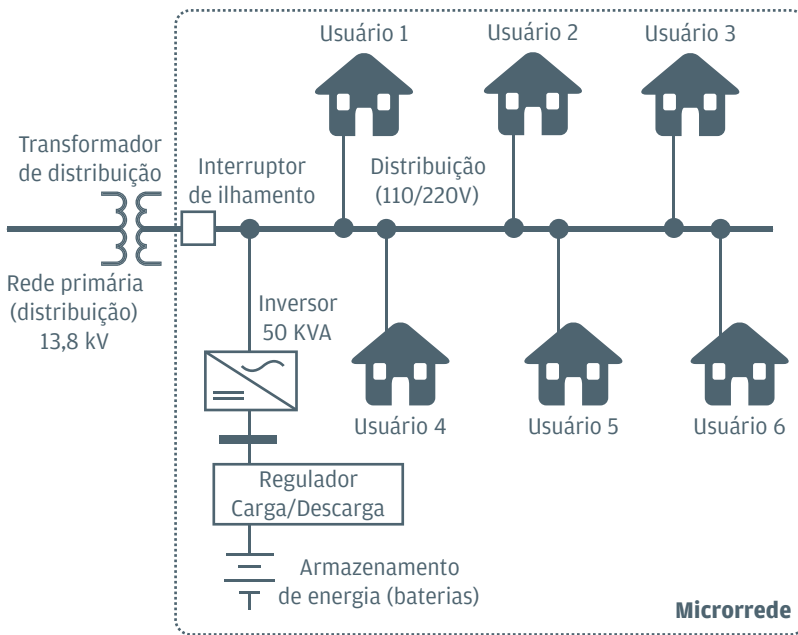


Figura 8:
Esquema de uma MR constituída de um conjunto de usuários

Microrrede com diversas fontes de geração distribuída

Conceito mais sofisticado de MR, segundo o qual se busca principalmente utilizar a geração de diferentes pontos na rede (geração solar, eólica, microturbina a gás, miniturbinas hidráulicas etc.). O uso de diversas fontes de geração dispersas na rede requer uma significativa mudança na proteção e metodologias de controle. Nesse caso, a proteção-padrão radial e abordagens de seletividade comuns poderiam não ser as mais adequadas.

Os geradores terão de se comunicar de forma a garantir uma distribuição adequada da carga. Deverão também ser analisadas questões de estabilidade do sistema, controle de tensão, melhor desempenho do sistema (MR) em relação à eficiência e o custo de produção de energia, entre outros.

Microrredes CA e CC

A classificação de uma MR como rede CA ou CC depende de como está conectada à fonte de geração distribuída e às cargas; ou seja, se essas estão diretamente conectadas ao lado CC ou se precisam de um inversor para logo serem conectadas ao lado CA.

A **Figura 9** mostra um sistema típico de MR CA conectado ao sistema de média tensão. A fronteira entre a MR e a rede da concessionária está identificada pelo PCC (*Point of Common Coupling*). Parte da rede constituída pelas unidades DG e pelos circuitos de carga poderia, por sua vez, formar um subsistema elétrico CA isolado; ou seja, uma submicrorede CA.

Em condições normais de operação, as duas redes são interligadas ao PCC e alimentadas pela concessionária. Se a demanda na carga for menor que a energia produzida pelas unidades da GD, o excesso de energia pode ser exportado para o sistema principal.

Por outro lado, atualmente, as redes CC não teriam o demérito das MRs CA, já que boa parte das fontes de geração, como a fotovoltaica, células de combustível e a maioria das cargas digitais, opera com energia em CC.

Diante disso, as MRs CC podem dispensar conversores CC/CA (etapas de conversão de energia necessárias em MRs CA), o que pressupõe certa vantagem em termos de custo, tamanho e eficiência do sistema (JACKSON et al., 2013).

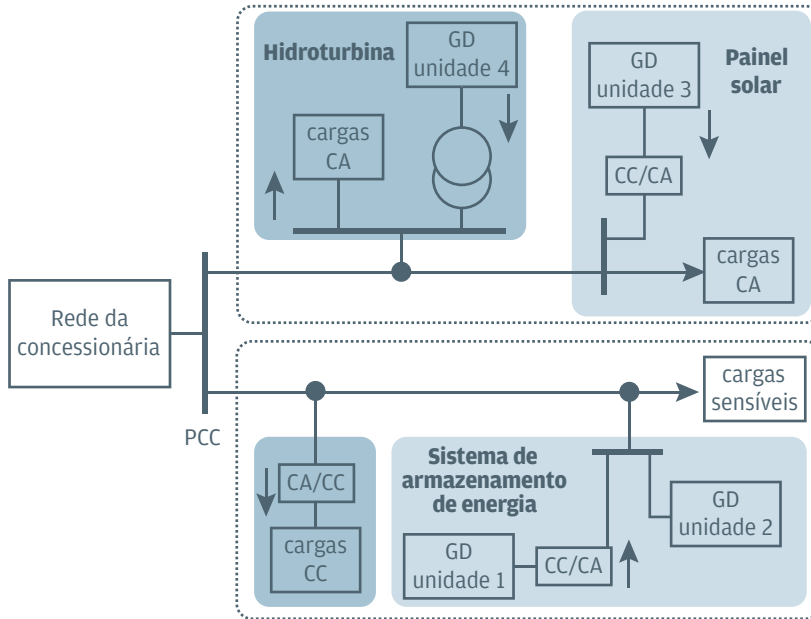


Figura 9:
Configuração de
uma microrrede CA

Relação entre as microrredes e as redes inteligentes

No atual estado tecnológico, a integração das MRs elétricas com as redes inteligentes (*smart grid*) é um fato de crescente importância. O conceito de *smart grid* faz referência a uma rede capaz de integrar, de forma inteligente, as ações de todos os componentes conectados a ela, como geradores, consumidores e sistemas geradores/consumidores, no caso das MRs. Assim, o conceito de MR está amplamente relacionado com o de redes inteligentes, no sentido da inserção de monitoramento e controle, permitindo, assim, o aumento dos níveis de confiabilidade, economia, qualidade ambiental e de manobra.

Microrredes no mundo

Por meio das publicações focadas no tema em questão, pode-se observar que já existem algumas instalações piloto de microrredes nos Estados Unidos, no Canadá, no Japão e em países da Europa.

Na Inglaterra, o primeiro projeto desse gênero foi chamado de “The Ashton Hayes Going Carbon Neutral Project”, iniciado em 2009. Ashton Hayes é uma pequena aldeia em Cheshire (Noroeste da Inglaterra), onde a administração da vila, em parceria com a EA Technology e com a University of Chester, iniciou esse inovador projeto para o controle e uso eficiente da geração de pequena escala, mostrando que as comunidades podem assumir o controle de emissões de carbono. O projeto é composto de fontes de geração renováveis, particularmente a solar e a eólica.

Outro projeto piloto de microrrede está localizado na ilha de Kythnos (Grécia) e fornece energia elétrica a um pequeno vilarejo no vale de Kythnos. É constituído por painéis solares com capacidade total de 10 kW, um banco de baterias de 53 kWh de capacidade, bem como um gerador a diesel de 5 kVA. Há previsão de que, no futuro, essa microrrede passa ser ligada à rede principal.

Outra instalação piloto, desta vez uma microrrede especificamente do tipo residencial, está localizada na região de Bronsbergen, na Holanda. Sua característica é ser constituída basicamente de sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados residenciais. Essa microrrede apresenta uma capacidade de geração pico de 315 kW e uma carga pico de 150 kW. Possui também dois bancos de baterias para armazenamento de energia. A característica principal dessa microrrede é ser composta de quatro ramos paralelos de baixa tensão, conectados às residências.

A microrrede denominada Continuons ML/LV (Holanda), também baseada na utilização de painéis solares, opera em um acampamento de férias e atende a mais de duzentas pousadas (cottages). A capacidade instalada de geração aproximada é de 315 kW. A demanda de pico dessa instalação é de aproximadamente 150 kW. Dois bancos de baterias são utilizados para armazenamento da energia gerada. Pelo fato de a carga conectada durante o dia ser baixa, boa parte da geração fotovoltaica é injetada na rede de distribuição. Porém, durante a noite, normalmente é necessário importar parte de energia da rede de distribuição.

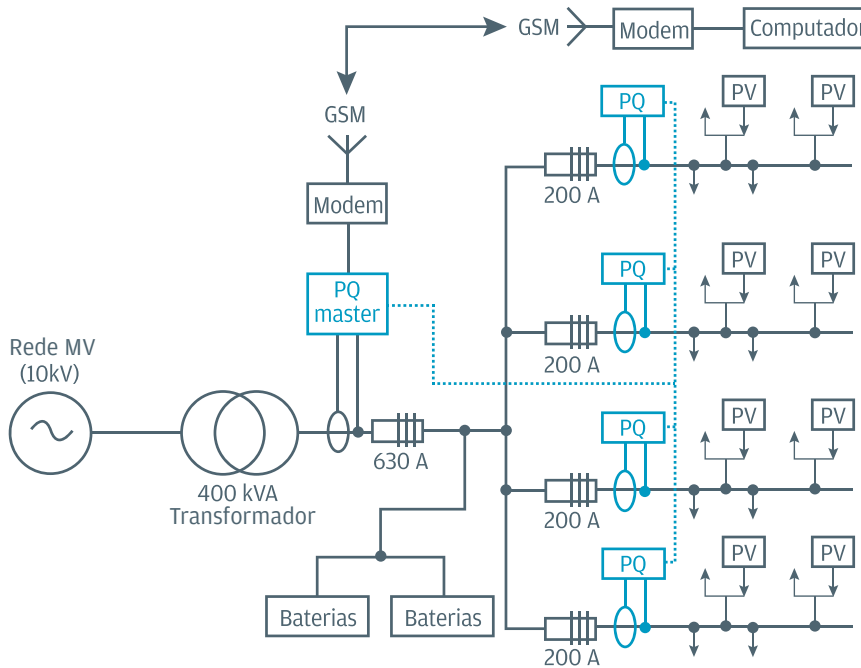


Figura 10:
Topologia da microrrede de Bronsbergen

No Japão, existe o projeto da Mitsubich Electric Corp, chamado de Hachinohe Project. Essa instalação entrou em funcionamento em outubro de 2005 e teria atingido resultados satisfatórios relacionados com a qualidade de serviço e redução de emissões de CO_2 . A energia gerada pelo sistema é baseada em fontes renováveis (quatro grupos de painéis fotovoltaicos com potência total de 80 kW, três geradores eólicos com uma capacidade total de 20 kW e três turbinas de gás com capacidade total de 510 kW). Dispõe também de um grupo de baterias de 100 kW, que funciona como *back-up* instantâneo, caso os geradores não consigam atender à demanda. A microrrede está conectada à rede de distribuição por um único ponto, e é proibido, por acordo entre partes, exportar energia à rede de distribuição sendo apenas a importação permitida.

Nos Estados Unidos, existem alguns programas de desenvolvimento de microrredes patrocinados pelo Department of Energy (Departamento de Energia – DOE) e pela California Energy Commission (Comissão de Energia da Califórnia – CEC). Uma das principais características do projeto dessas microrredes é que permitem conexão simples e direta de dispositivos tanto de geração

dispersa quanto de carga (*dispersed plug-and play system*). Esse tipo de arquitetura permite uma configuração flexível e adaptável. A tecnologia de microrredes Certs está sendo experimentada em um sistema de escala real, instalado no Centro de Tecnologia de Dolan, Columbus (Ohio). Além do projeto de microrrede Certs, nos Estados Unidos existem outros projetos, listados na sequência.

- Fort Bragg Microgrid, (Carolina do Norte, EUA). O objetivo dessa microrrede é aumentar o grau de confiabilidade de uma das bases do exército norte-americano. Fort Bragg tem sua própria rede de distribuição elétrica e é capaz de monitorar várias gerações de um departamento central de gestão de energia. Apesar de seu porte relativamente pequeno, essa microrrede está totalmente integrada à rede de distribuição por meio de tecnologias da informação (TI). Segundo relatos disponíveis, resultado de seu sistema inteligente de distribuição, Fort Bragg tem reforçando sua confiabilidade no suprimento de energia e reduzindo custos energéticos globais.
- Beach Cities Microgrid Project (San Diego, Califórnia, EUA). Esse projeto é o resultado da parceria entre a San Diego Gas and Electric, a Horizon Energy Group, Controle Advance, Motorola, IBM, Lockheed Martin, Pacific Northwest National Laboratory e a University of San Diego. Juntos, desenvolveram um sistema constituído de fontes de energia solar em residências e empresas, geradores movidos a biodiesel, dispositivos de armazenamento de energia e tecnologias baseadas em medidores inteligentes (*smart meters*). Um dos objetivos desse sistema é reduzir a carga pico em aproximadamente 15%.
- Perfect Power no Illinois Institute of Technology (IIT) (Chicago, Illinois, EUA). Resultou da parceria entre a Galvin Power Initiative e o DOE dos Estados Unidos para atender à demanda do *campus* universitário do IIT. Com esse projeto, pretendem-se eliminar os fortes efeitos econômicos produzidos pelos blecautes internos, minimizar as perturbações de energia, atender à demanda interna crescente e reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

Atualmente, outros projetos de microrredes estão sendo executados na Dinamarca, Canadá, Itália, Japão, Portugal e Espanha.

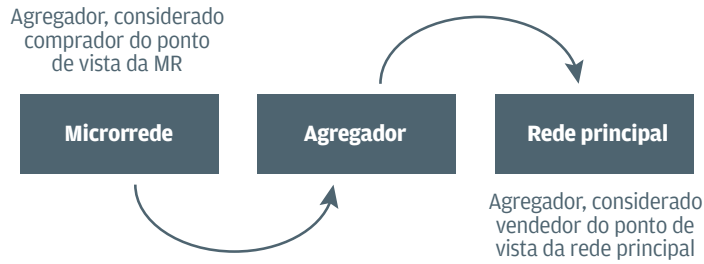
Microrredes no Brasil

Hoje, não há registro oficial de sistemas que operem no modo de microrredes no Brasil. Todavia, algumas comunidades no Norte e Noroeste do país têm redes isoladas que, de alguma maneira, podem ser catalogadas como microrredes elétricas. Recentemente, o Ministério de Minas e Energia (MME) criou um grupo de trabalho formado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), cujo objetivo é analisar o estabelecimento de políticas públicas para implantação do programa brasileiro de rede elétrica inteligente, *smart grid*. O grupo também irá estudar a regulamentação de novas possibilidades de atuação de novos agentes que acessem o mercado no qual as microrredes estejam incluídas.

A Aneel define uma microrrede como uma rede de distribuição de energia elétrica, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída, que pode operar de forma isolada ao sistema de distribuição. Segundo pesquisas publicadas pela Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), o estabelecimento e a prática das microrredes são ainda pouco comuns, já que esse tipo de tecnologia demandaria profundas mudanças na filosofia de planejamento e operação dos sistemas de distribuição, razão pela qual a permissão para a operação da microrrede no modo ilhado é uma decisão da rede de distribuição.

Por outro lado, os Procedimentos de Distribuição (Prodist) estabelecem que, para os casos de geração distribuída acima de 500 kW, deve ser feita uma avaliação técnica e econômica a respeito da possibilidade de atendimento a consumidores conectados nas proximidades da fonte de geração distribuída. Além disso, deverão ser efetuados estudos que avaliem a qualidade de suprimento da

Figura 11:
Fluxograma de
mercado interativo



energia na microrrede, entre eles: análises de fluxo de potência, confiabilidade e estabilidade dinâmica e transitória. Fontes de geração distribuída com potência superior a 500 kW devem ter sistemas de controle de tensão e frequência. Além disso, com o intuito de atender aos requisitos de estabilidade dinâmica e transitória, essas unidades deverão apresentar os citados sistemas de controle, caso queiram participar como fontes em sistemas ilhados.

Tendências comerciais

Além dos aspectos técnicos mencionados, estão também sendo debatidas as tendências comerciais, estrutura tarifária e análise econômica entre a MR e a rede principal, bem como a comercialização de eletricidade entre MRs. Essas propostas incluem algumas funcionalidades, como o preço da energia em tempo real e a possibilidade de fluxo bilateral de acordo com o aumento da demanda em uma ou outra MR. Esses aspectos não são ainda aplicados rigorosamente e poderiam ser implementados após consolidação da tecnologia das MRs. Algumas propostas e abordagens relacionadas com a comercialização de energia em MRs são apresentadas em Sinha et al. (2009) e Zoka et al. (2007).

Possibilidade de participação de MRs no mercado elétrico

A participação de MRs no mercado de energia significaria maior participação de agentes (ou multiagentes), tornando necessária a participação de agregadores (intermediários).

Os agregadores teriam a função de compilar as informações de oferta e procura de energia e ofertá-las no mercado. Essas ofertas seriam sujeitas à verificação por parte dos operadores do sistema local (ou regional) e pelas concessionárias (KIM e THOTTAN, 2011), (MENDONÇA, 2011). Na **figura 11** mostra-se uma possível forma de operação dessas interações.

Observa-se que, durante a venda de energia realizada pela MR para a rede principal, o agregador cumpre o papel de vendedor sob o ponto de vista da rede principal, e o de comprador sob o ponto de vista da MR.

Mecanismos de incentivo tarifário atuais

O principal obstáculo na economia das MRs está associado aos custos de instalação e colocação em funcionamento. Para incentivar esse tipo de instalação, os governos vêm atribuindo subsídios (mecanismos de remuneração), principalmente às fontes de energia renovável.

A adoção de um mecanismo de remuneração que incentive a geração de energia elétrica, a partir de uma fonte renovável, constitui-se em uma força motriz que permite potencializar a aceitação e promoção das MRs. Entre os mecanismos adotados por diversos países para incentivar a geração de energia a partir de fontes renováveis, destacam-se os apresentados a seguir (SAWIN, 2013).

Política de Quota ou Renewable Portfolio Standard (RPS)

Estabelece que um percentual mínimo de toda a energia comprada pelas concessionárias provenha de fontes renováveis. As empresas que cumprirem tais metas recebem certificados que podem ser vendidos para aquelas que não obtiverem êxito em tal objetivo (YANG et al., 2011).

Certificados de Energia Renovável ou Renewable Energy Certificates (REC)

Nessa forma de incentivo, emitem-se certificados negociáveis como prova de que 1 MWh de energia foi gerada a partir de uma fonte de energia renovável. Esses certificados podem ser comercializados ou trocados no mercado elétrico (EPA). Existem, de forma similar ao mercado de RPs descrito anteriormente, os mercados para a comercialização de CERs, já que as empresas de fornecimento de energia são obrigadas a resgatar esses certificados.

Tarifa tipo *feed in* (FiT)

Refere-se ao preço que as concessionárias devem pagar aos produtores de energia com fontes de geração limpa para cada kWh produzido. Oferece três principais benefícios: (a) pagamento pela energia produzida, mesmo que utilizada pelo próprio produtor, (b) pagamento adicional (bônus) pela energia exportada à rede, (c) redução na conta-padrão do produtor de energia por ter usado sua própria energia gerada (DEL CARPIO HUAYLLAS et al., 2012).

Tarifa tipo *net metering*

Consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia (*net metering*) no ponto de conexão. Ou seja, se a energia gerada for maior que a carga, o consumidor receberá um crédito ou um desconto em energia na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada. Em Del Carpio Huayllas et al. (2012), mostra-se uma lista dos principais países do mundo e da América do Sul que utilizam esses mecanismos de incentivo. A tarifa *net metering* é, a princípio, a mais fácil de ser implementada, pois apenas um medidor pode ser usado para medir a energia líquida entre a rede e a MR. Esse mecanismo pode ser usado para incentivar a microrrede a vender

eletricidade para a concessionária, simplificando, dessa forma, os pagamentos entre a concessionária e a MR.

Porém, segundo Marnay et al. (2012), nem toda MR poderia ser beneficiada por esse tipo de tarifa, já que sua concepção contempla apenas o caso de clientes individuais, não MRs que envolvam vários clientes. Assim, é provável que MRs com inserção de fontes não renováveis e híbridas, ou com vários donos, sejam rejeitadas caso se candidatem para esses benefícios.

No entanto, feitas as adaptações específicas às atuais regulamentações e exigências, esse tipo de tarifa, e, possivelmente, os outros esquemas tarifários, poderiam ser aplicados em microrredes em geral. Uma forma seria considerar o PCC (Point of Common Coupling) da Microrrede o ponto de ligação no qual um cliente único (equivalente) estará conectado, independentemente do número de clientes que participam ou de entidades ligadas ao PCC. Qualquer discrepância deste cliente equivalente deverá ser resolvida internamente. Hoje, esse aspecto não está completamente claro na regulamentação dos países que adotaram essas políticas de incentivo.

Comercialização de energia entre MRs

Outra tendência comercial está relacionada com a comercialização de energia entre MRs. Nessa situação, pode-se produzir um cenário em que várias MRs próximas em determinada região desconectadas da rede principal, em determinado momento possam produzir mais energia que o necessário. Nesse caso, se simultaneamente outra MR apresentar um déficit de energia, as MRs com excedente proporão um preço, e, nesse ambiente negocial, a MR com déficit terá a prerrogativa de comprar energia mais barata.

Por conseguinte, pode-se implementar um mercado de comercialização de energia de MRs em que se verifique uma concorrência de preços. Essa forma de competição entre MRs vizinhas (característica de um oligopólio) pode incorrer em custos mais baixos que a comercialização de energia entre as MRs com a rede principal,

particularmente devido à eliminação das perdas de energia durante a transmissão. Em consequência, as MRs farão o possível para baixar custos de produção, até o limite de um retorno financeiro mínimo, previamente especificado, visando lograr a venda de excedentes. Assim, será necessária uma regulamentação para viabilizar a operacionalização do mercado de comercialização de MRs, podendo ser aplicadas propostas e métodos de materialização de ambientes de competição, como a teoria de jogos (KASBEKAR e SANKAR, 2012) e alguns algoritmos similares como os propostos em Matamoros et al. (2012).

Barreiras encontradas pela tecnologia das microrredes

Apesar das vantagens técnicas existentes, as MRs ainda apresentam problemas regulatórios a serem resolvidos antes de serem legalmente reconhecidas como entidades elétricas, sendo que grande parte das estabelecidas atualmente são projetos piloto. Entre as barreiras encontradas, antes de finalmente operar como entidades jurídicas estabelecidas, estão os fatores explicitados a seguir:

Políticas regulatórias

Necessárias para o estabelecimento de um sistema elétrico com participação do consumidor final como pequeno produtor. Atualmente, muitos dos órgãos reguladores dos sistemas elétricos ainda não estão familiarizados com o conceito de MRs, portanto, permanecem com a incerteza sobre como essas políticas se relacionam com a nova arquitetura.

Modelos de propriedade e gerenciamento da MR

Em King (2006), propõe-se a existência de cinco modelos que poderiam ser utilizados para categorizar as MRs segundo o tipo de proprietário e práticas comerciais:

- Modelo da concessionária de distribuição (*utility model*): No qual a concessionária de distribuição é proprietária da MR e a gerencia a fim de reduzir os custos do cliente, assim como de fornecer um serviço confiável e de qualidade.
- Modelo do locador (*landlord model*): Um único proprietário (locador) é o dono da MR e fornece energia elétrica segundo um contrato de locação contratual.
- Modelo cooperativo (*co-op model*): A MR é administrada por uma cooperativa. Os clientes se juntam à MR de forma voluntária e recebem o suprimento de energia sob contrato.
- Modelo cliente-gerador (*customer-generator model*): Uma única pessoa ou empresa é proprietária da MR, fornecendo energia elétrica a si mesmo e a clientes. Os clientes se juntam à MR de forma voluntária e recebem fornecimento de energia sob contrato.
- Modelo similar ao sistema de aquecimento urbano (*district heating model*): Neste modelo, uma empresa independente é proprietária da MR e a administra, fornecendo energia elétrica a vários clientes.

Esses modelos apresentam vantagens e desvantagens que, caso adotados pela MR, deverão ser discutidas.

Escolha do nível de tensão

Por razões técnicas e de custo, as MRs conectam-se preferencialmente em nível de BT (baixa tensão), até 1 kV. Contudo, nada impede de se conectarem em MT (média tensão), entre 1kV e 35 kV.

Áreas de concessão

Comumente, as concessionárias de distribuição têm monopólio para o fornecimento de energia dentro de sua área de concessão, pois o serviço de distribuição é considerado um monopólio natural. Nesse sentido, as concessões reduzem o risco financeiro da concessionária diante do mercado competitivo. Em troca, ela tem o dever

de oferecer energia de forma ininterrupta. Em alguns países, a posição das MRs sobre essa questão ainda está em discussão (KING, 2006).

Tarifas

Deverá ser definido se o sistema de tarifação tradicional pode ser aplicado ao caso das MRs ou se serão necessárias modificações no sistema existente. No atual estado de desenvolvimento das MRs, principalmente as baseadas em fontes de geração alternativa, há diversas políticas de incentivo, conforme apresentado no item sobre mecanismos atuais de incentivo tarifário.

Procedimentos de interconexão

Normalmente, a posição das concessionárias de distribuição é contrária ou, pelo menos, relutante à conexão de sistemas de geração distribuída na sua rede. Elas alegam questões de estabilidade e segurança de sistema. Tanto operadores de sistema quanto agências reguladoras ainda estão debatendo esse aspecto.

Leis ambientais e localização

As questões ambientais são normalmente tratadas por um órgão estatal, enquanto as de localização, pelos órgãos locais. Outro aspecto a ser ainda esclarecido é a necessidade de regulamentações relacionadas com o impacto das MRs sobre o meio ambiente.

Algumas mudanças necessárias na regulamentação, que poderiam ser adotadas pelos agentes reguladores pertinentes, são apresentadas em King (2006).

Considerações finais

Face às recentes mudanças nas políticas energéticas dos países no mundo todo e devido ao atual estágio de desenvolvimento das redes elétricas, principalmente visando mitigar os efeitos das interrupções de grande escala ocorridos recentemente, as MRs são consideradas alternativas para minimizar esses efeitos. Além do atendimento tradicional a cargas críticas, essa opção exhibe uma substancial tendência de crescimento para o atendimento a cargas regulares (sobretudo residencial e comercial).

O estabelecimento e a adoção de MRs implicam a inserção de novas tendências operativas e comerciais no sistema elétrico. A capacidade da MR para operar de forma ilhada ou conectada com a rede principal, bem como a utilização de novas tecnologias para a geração de energia elétrica (energias renováveis), além de sua estrutura operacional, fazem parte dessas novas tendências operativas. Apesar de a MR historicamente se situar entre as formas pioneiras de operação no setor elétrico (a primeira forma de operação das redes elétricas, logo após a invenção da corrente elétrica), seu desenvolvimento vem sendo postergado e ainda persistem desafios a serem enfrentados. Não obstante, diante do progresso e auxílio de tecnologias modernas como as redes inteligentes (*smart grids*), surge uma perspectiva concreta de que as MRs possam se tornar grandes aliadas das redes elétricas atuais.

Referências

- ANDUAGA, J. et al. *Microrred: una alternativa de futuro para un suministro energético integral*. Tecnia, 2008.
- BRUCH, M.; MUNCH, V.; AICHINGER, M. *Power Blackout Risks*. CRO Forum. 2011. Disponível em: <www.allianz.com/media/responsibility/documents/position_paper_power_blackout_risks.pdf>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.P.; CROSSLEY, P. *Microgrids and Active Distribution Networks*. Londres: Athenaem Press, 2009.
- CORNFORTH, D.; MOORE, T.; SAYEEF, S. *Challenges and opportunities for inverters in microgrids*. IECON 2011. 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. Melbourne, p. 3.111-3.116. 2011.
- DEL CARPIO HUAYLLAS, T. E.; RAMOS D. S.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L. *Microgrid Systems: Current States and Challenges*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5762853&tag=1>. Acesso em: 26 out. 2010.
- _____. *Feed-in and Net Metering Tariffs: An Assessment for their Application on Microgrid Systems*. Sixth IEEE/PES T&D Latin America Conference and Exposition, 2012.
- _____. *Microgrid Transition to Islanded Modes: Conceptual Background and Simulation Procedures Aiming to Dynamic Performance Assessment*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Orlando, 2012.
- DIMEAS, A. L.; HATZIARGYRIOU, N. D. Operation of a Multiagent System for Microgrid Control. *IEEE Power Engineering Society, General Meeting*. vol. 1, p. 55-58, 2004.
- EPA. *Renewable Energy Certificates (RECs)*. United States Environmental Protection Agency. Disponível em: <www.epa.gov/greenpower/gpmarket/rec.htm>. Acesso em: 4 fev. 2014.

- GUOJU, Z.; XISHENG, T.; ZHIPING, Q. *Research on Battery Supercapacitor Hybrid Storage and its application in MicroGrid*. Power and Energy Engineering Conference. Asia-Pacific: Apeec, p. 1-4, 2010.
- HENGELER, C. *Distribuição inteligente*. Relatório do Projeto de P&D CPFL/Gesel. Campinas, 2014.
- HERMAN, D. et al. *EPRI Project Manager, Investigation of the Technical and Economic Feasibility of Micro-Grid-Based Power Systems*. Knoxville: EPRI PEAC Corporation, 2001. Disponível em: <www.epri.com>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- JACKSON, J. et al. AC-microgrids versus DC-microgrids with Distributed Energy Resources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal*, v. 24, p. 387-405, 2013. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113002268>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- KASBEKAR, G. S.; SARKAR, S. *Pricing Games among Interconnected Microgrids*. IEEE Power and Energy Society. San Diego, p. 1-8, 2012.
- KIM, H.; THOTTAN, M. A two stage market model for microgrid power transactions via aggregators. *Bell Labs Technical Journal*, v. 16, p. 101-107, 2011.
- KING, D. E. *Electric Power Micro-Grids: Opportunities and Challenges for an Emerging Distributed Energy Architecture*. Tese (PhD.). Carnegie Mellon University, 2006.
- KUECK, J. D. et al. *Microgrid Energy Management System, CERTS Program Office*. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2003. Disponível em: <certs.lbl.gov/pdf/phase2-kueck.pdf>. Acesso em: 26 nov. 2012.
- LAGHARI, J. A. et al. Application of Computational Intelligent Techniques for Load Shedding in Power Systems: a Review. *Energy Conversion in Management Journal*, Elsevier, 2013. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413003154 - af015#af015>. Acesso em: 4 fev. 2014.

- LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. Microgrids research: A Review of Experimental Microgrids and Test Systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 1, p. 186-202, 2011. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211000328X>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- MARNAY, C. et al. *International Microgrid Assessment: Governance, Incentives, and Experience* (IMAGINE). Lawrence Berkeley National Laboratory Publications, 2012. Disponível em: <eaei.lbl.gov/international-microgrid-assessment-governance-incentives-and-experience-imagine-1>. Acesso em: 14/11/2012>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- MATAMOROS, J.; GREGORATTI, D.; DOHLER, M. *Microgrids Energy Trading in Islanding Mode*. 2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). Tainian, p. 49-54, 2012.
- MENDONÇA, L. P. *Introdução às microrredes e seus desafios*. TCC. Rio de Janeiro: UFRJ, 2011.
- PLANAS, E. et al. General Aspects, Hierarchical Controls and Droop Methods in Microgrids: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 17, p. 147-159, 2013. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112005333>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- RAMOS, D. S.; DEL CARPIO HUAYLLAS, T. E. *Avaliação econômica de uma microrrede solar residencial conectada com o sistema de distribuição*. Conference on Innovative Smart Grid Technologies – Latin America. São Paulo, 2013.
- RAMOS, D. S.; DEL CARPIO HUAYLLAS, T. E.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L. Load Shedding Application within a Microgrid to Assure its Dynamic Performance during its Transition to the Islanded Mode of Operation. *Energy and Power Engineering*, v. 5, p. 437-445, 2013.
- _____. *Load Shedding Application within a Microgrid to Secure its Islanded Mode of Operation*. World Congress on Engineering. International Conference of Electrical and Electronics Engineering (ICEEE-WCE). Londres, p. 1.127-1.132, 2013.

- SAWIN, J. L. *Renewables 2013. Global Status Report*. Paris: Ren 21, 2013. Disponível em: <www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>. Acesso em: 4 fev. 2014.
- SCRIGNOLI, M. G. *Sistemas elétricos híbridos eólico-fotovoltaicos: Estudo de viabilização técnica e econômica em sistemas isolados - cargas individuais e minirredes*. TCC. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2010.
- SINHA, A. et al. *Analysis of Market Price for Distributed Generators (dgs) in Microgrids*. 6th International Conference on the European EEM. Leuven, p. 1-5, 2009.
- TSIKALAKIS, A. G.; HATZIARGYRIOU, N. D. Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation. *IEEE Transaction on Energy Conversion*. v. 23, n. 1, p. 241-248, 2008.
- USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. Recent Developments in Microgrids and Example Cases around the World: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 8, p. 4.030-4.041, 2011.
- YANG, J. et al. *The Experience and Revelation from Renewable Portfolio Standard in Texas for China*. International Conference Electrical and Control Engineering (ICECE). Yichang, p. 3236-3239, 2011.
- ZAMORA, R.; SRIVASTAVA, A. K. Controls for Microgrids with Storage: Review, Challenges, and Research Needs. *Renewable Sustainable Energy*, v. 14, n. 7, 2010, p. 2.009-2.018. Disponível em: <www.mendeley.com/research/controls-micr>. Acesso: 4 fev. 2014.
- ZOKA, Y. et al. An economic evaluation for an autonomous independent network of distributed energy resources. *Electric Power Systems Research*, v. 77, p. 831-838, 2007.

Importância, desafios e impactos dos veículos elétricos

10.

Alexandre Lafranque e Guilherme de Azevedo Dantas

Este capítulo examina questões importantes para o desenvolvimento da mobilidade elétrica, com foco na frota de veículos leves e os impactos da disseminação desse tipo de veículo para os sistemas elétricos.

O setor de transportes responde por aproximadamente 20% da demanda por recursos primários de energia. Seu expressivo consumo de energia deriva da predominância do modal rodoviário, especialmente no deslocamento de pessoas em veículos individuais. Visto que 90% desta demanda é atendida por recursos fósseis,¹ compreende-se por que o setor responde por 25% das emissões de gases de efeito estufa advindas do setor energético (IEA, 2012a).²

Estimativas indicam que a demanda por transportes crescerá a taxas elevadas nas próximas décadas. Supondo que o atendimento às necessidades energéticas do setor mantenha os mesmos parâmetros atuais, todo o aumento da demanda por petróleo, até 2035, seria oriundo do setor de transportes, o qual passaria a responder por

1. Em 2011, o setor consumiu uma média de 46 milhões de barris por dia.

2. Não podem ser desprezadas as emissões de poluentes locais. No caso de veículos movidos a diesel, existe a emissão de NO_x , S e material particulado, enquanto veículos a gasolina emitem compostos orgânicos voláteis e CO.

mais de 60% do consumo de petróleo diário de 100 milhões de barris (IEA, 2012b). Como consequência, possivelmente o setor responderia por 80% das emissões de gases de efeito estufa advindas do consumo e do uso de energia, em 2035. Considerando a necessidade da promoção de um sistema energético mais sustentável, são perceptíveis a gravidade desse percurso e o caráter imperativo da adoção de novos padrões. Além da necessidade de mitigar impactos ambientais, a redução do consumo de derivados do petróleo aumentará a segurança energética dos países fortemente dependentes da importação de petróleo, como é o caso da Europa Ocidental.

A adoção de um novo paradigma tecnológico é especialmente importante no modal de veículos leves, visto que a previsão é que sua frota dobre de tamanho nos próximos 20 anos³ com grande repercussão no aumento da demanda por derivados de petróleo. É importante enfatizar que as mudanças requeridas pelo setor de transporte vão além de alterações tecnológicas, especialmente considerando a necessidade de se melhorar a mobilidade. Ou seja, também se faz necessária uma realocação dos modais utilizados com vistas à maior utilização dos meios de transporte mais eficientes, e, no limite, a adoção de medidas que reduzam a demanda por mobilidade por meio de práticas de mobilidade virtual. No escopo do deslocamento de pessoas, práticas como *home working*, teleconferências e o desenvolvimento de ciclovias que incentivem a mobilidade por bicicleta e a pé deverão ser intensificadas nas próximas décadas, objetivando a redução do tráfego motorizado de pessoas. Em paralelo, a adoção de medidas que promovam iniciativas como o *car sharing* e o *car pooling*, associadas a investimentos na melhoria do transporte público, incluindo o desenvolvimento de sistemas de tipo *bus rapid transit* (BRT) e trens de alta velocidade, são vitais para que o sistema de transportes seja mais eficiente e apresente menor intensidade energética.

De todo modo, as modificações tecnológicas têm grande importância. Já em curto prazo são factíveis inovações incrementais nos

3. A frota de veículos leves atingiria o impressionante montante de 1,7 bilhão de veículos em 2035.

veículos leves de combustão interna, como redução do atrito no motor, comando variável de válvula, injeção direta do combustível, melhorias na aerodinâmica, redução do peso dos veículos, melhorias nos sistemas de transmissão, pneus verdes, entre outras, que permitiriam uma relevante redução no consumo da frota de veículos leves (HEYWOOD, 2008; BANDIVADEKAR et al., 2008; SMITH, 2010).⁴

Porém, tais alterações não são suficientes para fazer frente ao desafio do setor de transportes. Observa-se, assim, a necessidade de uma efetiva difusão de veículos que utilizem outros sistemas de propulsão, e esse processo deverá ocorrer a partir da década de 2020. Nesse sentido, mesmo que ainda discretamente, nos últimos anos já vem ocorrendo a inserção de veículos híbridos elétricos na frota mundial,⁵ o que representa o início do processo de inovação e difusão tecnológica, que também inclui veículos híbridos elétricos *plug in*⁶ e a bateria.⁷ Portanto, é pertinente afirmar que, nas próximas décadas, mudanças nos sistemas de propulsão dos veículos com vistas a torná-los mais eficientes estarão diretamente associadas à adoção de motores elétricos, a serem alimentados por energia da rede elétrica.

A disseminação de veículos elétricos irá causar impactos no setor elétrico, os quais representam novos desafios para a operação

4. Inovações nos veículos de combustão interna seriam capazes de reduzir em torno de 30% seu consumo energético (IEA, 2009). Porém, essa redução tende a ser atenuada pela tendência do aumento da participação de veículos maiores na frota dos países em desenvolvimento.

5. A conjugação das inovações já mencionadas, como sistemas híbridos, permite uma redução da ordem de 40% no consumo de combustível em relação aos padrões atuais.

6. Os veículos híbridos elétricos *plug in* podem ser vistos como um estágio intermediário da transição entre veículos movidos à combustão interna e veículos puramente elétricos. Por serem dotados de um motor a combustão interna, têm a autonomia limitada quanto à capacidade de armazenar energia da bateria. Por outro lado, podem ser abastecidos a partir da rede elétrica. Logo, contrastam com os veículos híbridos elétricos que só carregam a bateria com o motor a combustão interna em operação.

7. Os veículos com célula combustível, movidos a hidrogênio, são uma alternativa tecnológica de mais longo prazo, a qual possivelmente estaria presente na frota de veículos somente a partir de meados da década de 2040. Essa alternativa tecnológica deve ser mais relevante para veículos de maior porte e/ou que requeiram maior autonomia, determinando maior nível de consumo.

do sistema, mas também consistem em oportunidades para novos negócios. Tanto o consumo quanto a carga de energia elétrica se influenciarão pela demanda desses veículos. Em longo prazo, a inserção em larga escala de veículos elétricos, associada à difusão de redes inteligentes, cria possibilidade para que estes possam deixar de ser meros consumidores de energia e passem também a ser ofertantes. Esse sistema é denominado *vehicle to grid* (V2G) e pode contribuir de forma relevante para a inserção em larga escala de fontes renováveis e intermitentes na matriz elétrica.

O objetivo deste capítulo é justamente examinar importantes questões para o desenvolvimento da mobilidade elétrica com foco na frota de veículos leves⁸ e os impactos da disseminação de veículos desse tipo para os sistemas elétricos. O capítulo está dividido em três seções. A primeira apresenta conceitos básicos, desafios e políticas de incentivos adotadas para a promoção da mobilidade elétrica. Em seguida, analisa-se a infraestrutura de recarga que precisa ser desenvolvida para que ocorra uma efetiva difusão de veículos elétricos na frota de veículos leves. Por fim, a última seção é dedicada ao estudo dos impactos dos veículos elétricos para o sistema elétrico.

Mobilidade elétrica: Conceitos, obstáculos e políticas de incentivos

O aumento da participação da eletricidade no atendimento das necessidades energéticas da frota de veículos leves tem o objetivo de diminuir as emissões de poluentes e melhorar a segurança do suprimento, isso permitiria uma redução na dependência do setor em relação ao consumo de petróleo.

Conforme a IEA (2011), veículos elétricos têm baterias que estocam energia para utilização em motores elétricos, com o

8. Práticas de mobilidade elétrica não estão restritas aos veículos leves. Por exemplo, nota-se uma grande disseminação de veículos elétricos de duas rodas. Especialmente na Ásia, a partir da inserção no mercado de *scooters* e bicicletas elétricas. Também é possível identificar a pertinência de aplicações de ônibus e caminhões com propulsão elétrica.

objetivo de realizar a propulsão dos veículos. Essa energia pode ser oriunda do sistema elétrico e/ou da frenagem regenerativa. Em comparação com o motor a combustão interna, os motores elétricos são muito mais eficientes. Logo, é possível compreender a importância desses veículos para a redução das emissões de gases de efeito estufa, sobretudo quando a energia fornecida pela rede advém de fontes com reduzida intensidade de carbono.

O final da década de 1990 foi marcado pelo início do interesse contemporâneo nesse tipo de veículo, sendo o lançamento do veículo elétrico híbrido Toyota Prius, em 1997, um símbolo dessa retomada. Um veículo caracteriza-se como HEV quando sua propulsão é realizada pela conjugação de um motor a combustão interna com um motor elétrico (BORBA, 2012).⁹ Logo, nota-se que são veículos que demandam baterias com menor capacidade de armazenagem de energia¹⁰ em relação a veículos movidos exclusivamente por motor elétrico. Neles, a parte elétrica atua tanto como motor, quanto como gerador, ao recuperar a energia cinética oriunda das frenagens do veículo (FRIEDMAN, 2003). Em realidade, a grande vantagem desses veículos é permitir que o motor de combustão interna opere em sua fração ótima, pois o motor elétrico opera justamente nos momentos em que se requerem baixas rotações. Dessa forma, essa tecnologia permite maior eficiência e menor consumo de combustível por parte do veículo, especialmente no tráfego urbano.¹¹

9. Existem três configurações possíveis para os HEV. No sistema híbrido em série, o motor de combustão interna tem a função de gerar energia para o motor elétrico, responsável pela tração do veículo. Trata-se de um sistema mais adequado para a condução no perímetro urbano. Por sua vez, na configuração em paralelo, os motores de combustão interna e elétrico atuam de forma independente no acionamento das rodas dos veículos com o funcionamento dessas duas fontes, sendo função do requerimento de carga do veículo. Em síntese, os dois sistemas de propulsão podem fornecer diretamente energia ao eixo do veículo, de forma conjunta ou separada. HEVs em paralelo possuem um sistema mecânico mais complexo. Já o sistema híbrido misto é uma combinação dos sistemas em série e em paralelo (FRIEDMAN, 2003).

10. Tipicamente, utilizam baterias com capacidade entre 1 e 2 kWh (SMITH, 2010).

11. Um HEV é até 40% mais eficiente que um veículo convencional no perímetro urbano, e de 15 a 20 % mais eficiente quando trafega em condições típicas de autoestradas (BORBA, 2012).

Já os veículos híbridos elétricos *plug-in* (PHEVs) são uma derivação dos HEVs, nos quais a presença de um carregador permite o abastecimento da bateria a partir da rede elétrica. Baran (2012) destaca que eles utilizam baterias com maior capacidade¹² que possibilitam deslocamentos de grandes distâncias apenas com o motor elétrico.¹³ O gerenciamento da energia a ser consumida é definido a partir dos objetivos do condutor.¹⁴ De acordo com Bradley e Frank (2009), os principais modos de gerenciamento dos PHEVs são carga sustentada, em que o estado de carga da bateria é controlado para permanecer em uma faixa estreita¹⁵, e carga deplecionada, em que o estado de carga da bateria é controlado para diminuir com o funcionamento do veículo, ou seja, é um modo que prioriza o uso de eletricidade. Além disso, é possível utilizar o veículo no modo elétrico, com o desligamento do motor a combustão interna, como também no modo motor a combustão interna, em que o sistema de tração elétrica não fornece potência para o veículo. A partir desses modos de gerenciamento de energia, é possível classificar os PHEVs em *range extender* (Range Extender Electric Vehicle – REEV), misturado e zona verde.¹⁶

Por sua vez, os veículos elétricos a bateria (BEVs) têm a propulsão realizada exclusivamente por um motor elétrico alimentado com a energia armazenada nas baterias do veículo. Tal energia advém da rede elétrica e da frenagem regenerativa (SMITH, 2010).

12. Os PHEVs utilizam baterias com capacidade de armazenamento cinco vezes maior que a dos HEV, permitindo maior autonomia no modo elétrico (IEA, 2011).

13. Os veículos inseridos no mercado têm capacidade de percorrer entre 30 e 100 km apenas com o uso de eletricidade (BORBA, 2012).

14. Variáveis como desempenho, eficiência, emissões e custo determinam esse gerenciamento.

15. Os HEVs atuam, na maior parte do tempo, neste modo, mantendo uma faixa de carga da bateria entre 65 e 75%. No caso dos PHEVs, essa faixa está situada entre 30 e 45% (BORBA, 2012).

16. Enquanto os veículos *range extender* operam no modo veículo elétrico e só mudam para o modo sustentação de carga quando o estado da carga da bateria fica reduzido, os veículos PHEVs misturados atuam no modo deplecionamento até que a carga da bateria fique reduzida, quando, então, passam para o modo sustentação de carga. Por fim, os PHEVs zona verde são aqueles que atuam no modo de sustentação de carga, mas que podem ser controlados para operar no modo veículo elétrico.

Segundo Borba (2012), os BEVs costumam ser construídos sobre a plataforma de veículos subcompactos¹⁷ e têm o motor elétrico associado ao eixo dianteiro.¹⁸ O autor destaca que se trata de veículos com eficiência da ordem de 90%, o que os torna a alternativa com maior nível de eficiência.¹⁹

Os BEVs apresentam um sistema de funcionamento menos complexo do que os tradicionais veículos com motores de combustão interna devido à ausência de embreagem e de um complexo sistema de transmissão.²⁰ Ao mesmo tempo, apresentam menor nível de ruído e vibração. No entanto, requerem um conjunto de bateria mais robusto que os veículos híbridos com maior capacidade de estocagem de energia,²¹ e essas baterias ocupam espaço e aumentam o peso do veículo.²²

A maior eficiência dos PHEVs e dos BEVs é comprovada por meio do exame dos dados de consumo de energia desses veículos elétricos. Uma revisão de trabalhos sobre o assunto permite a conclusão de que o desempenho de um BEV varia entre 5 e 10 km/kWh, enquanto um PHEV seria capaz de percorrer algo em torno de 9 km/kWh no modo deplecionamento. Embora os veículos inseridos apresentem números mais modestos, os valores permanecem bastante consi-

17. Essa opção visa a reduzir o peso dos veículos e, por consequência, torná-los mais eficientes em termos energéticos.

18. Uma configuração alternativa é a utilização de pequenos motores associados às rodas, em vez de um único motor.

19. O veículo elétrico é três vezes mais eficiente que um com motor a combustão interna convencional e duas vezes mais que um veículo híbrido. Os BEVs são eficientes em todas as velocidades, sobretudo na arrancada e em baixas velocidades (SMITH, 2010).

20. Em comparação com veículos com motores a combustão interna, os BEVs também não apresentam outros equipamentos que os tornam mais simples, como motor de arranque e componentes dos sistemas de exaustão e de arrefecimento.

21. Os BEVs disponíveis no mercado possuem bateria com capacidade entre 30 e 60 kWh. Uma exceção são os veículos da Tesla, que possuem bateria com capacidade de 85 kWh.

22. O modelo 100% elétrico do Fluence (Fluence ZE), por exemplo, pesa 1.543 quilos contra 1.277 quilos da versão a combustão interna. Essa diferença de peso de 266 kg pode ser explicada pela bateria, que pesa 250 quilos.

deráveis. Conforme Baran (2012), o BEV Nissan Leaf²³ percorre 4,7 km/kWh, o que equivale a 42 km/l de gasolina. Por sua vez, o Chevrolet Volt²⁴ é um REEV em série capaz de percorrer 4,4 km/kWh no modo eletricidade, ou seja, 39,5 km/l equivalentes a gasolina. Considerando que o desempenho médio de um veículo a combustão interna é da ordem de 10,5 km/l de gasolina equivalente, nota-se a relevância da inserção de veículos elétricos na frota, com vistas a torná-la mais eficiente.

Essa maior eficiência resulta em menor custo de abastecimento em relação aos veículos convencionais com motor a combustão interna. Como ilustração, estimativas realizadas por Borba (2012), para o Rio de Janeiro, em março de 2012, indicam que o abastecimento de um BEV teria um custo de R\$ 0,09/km, enquanto o de um veículo convencional a combustão interna de R\$ 0,28/km, se abastecido a gasolina, e de R\$ 0,27/km se o abastecimento fosse com etanol. Já um PHEV que operasse no modo carga deplecionada teria um custo de abastecimento a eletricidade de R\$ 0,04/km e de R\$ 0,06/km, respectivamente para as configurações em série e em paralelo. Em contrapartida, um PHEV abastecido a gasolina teria um dispêndio de R\$ 0,16/km, na configuração em paralelo, e de R\$ 0,14/km, na configuração em série.²⁵

Por outro lado, a questão da estocagem de energia propriamente dita não é bem equacionada, e essa dificuldade de armazenamento eletroquímica de energia²⁶ permanece o principal obstáculo à difusão desses veículos. Logo, sua autonomia é relativamente limitada em comparação aos tradicionais veículos a combustão interna. Por exemplo, o Nissan Leaf possui uma autonomia de 116 quilômetros, enquanto o Volt, de 56 quilômetros no modo eletricidade (BARAN,

23. Veículo equipado com um motor elétrico de 80 kW e bateria de íons de lítio com capacidade de 24 kWh.

24. Este REEV possui um motor elétrico de 111 kW e bateria de íons de lítio com capacidade de 16 kWh.

25. Caso o veículo seja abastecido com etanol, o custo seria de R\$ 0,16/km, para veículos em série, e de R\$ 0,18/Km para a configuração em paralelo.

26. Conforme Bradley e Frank (2009), comparativamente as baterias utilizadas nos veículos elétricos possuem menor energia específica em termos de volume e massa que as usadas nos veículos com combustíveis convencionais.

2012). Tipicamente, um BEV, com bateria de 22-24 kWh, tem autonomia entre 125 e 150 quilômetros.²⁷ Por sua vez, a de um veículo REEV, utilizando apenas eletricidade, está compreendida entre 56 e 160 quilômetros, podendo chegar a 500 quilômetros quando se considera também o uso de combustíveis líquidos.

A menor autonomia desses veículos é apontada por grande parte dos consumidores como desvantagem. Entretanto, é preciso enfatizar que se trata de uma questão muito mais de percepção que de um problema real. Essa assertiva é corroborada pelo exame das distâncias diárias médias percorridas por um veículo leve. Como ilustração, nos Estados Unidos, essa distância média equivale a 50 quilômetros.²⁸ Uma vez que os Estados Unidos são detentores das maiores distâncias médias percorridas, e que, mesmo lá, a autonomia atual dos BEVs seria suficiente, vislumbra-se que essa questão não se constitui em um problema de fato em nenhuma localidade. A **figura 1** compara a autonomia de um BEV com distâncias diárias médias percorridas em diversas regiões.

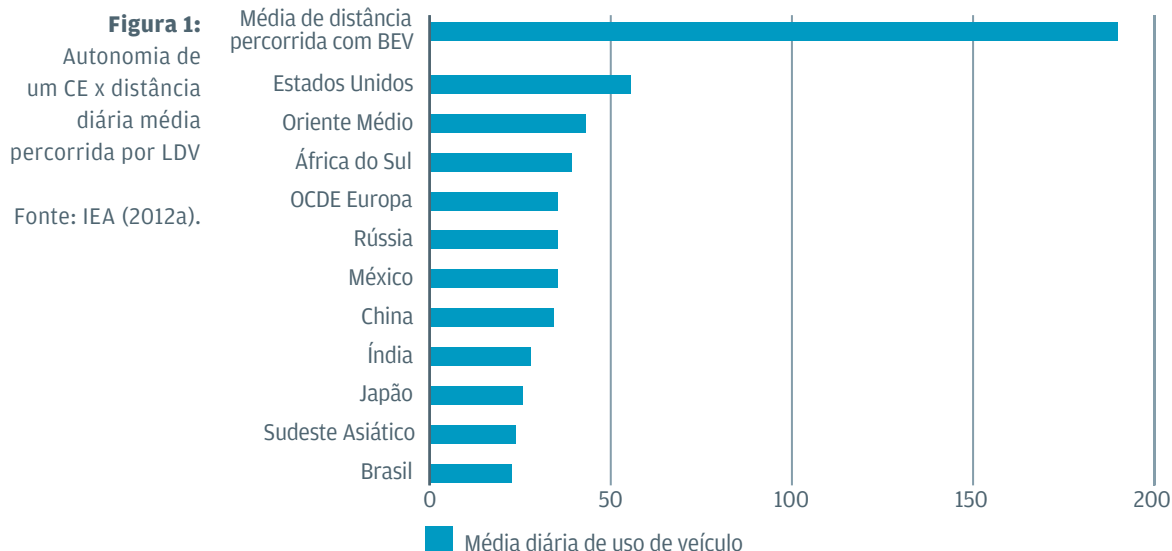
De fato, as baterias representam o maior obstáculo à disseminação de veículos elétricos, em função dos custos, não da capacidade limitada de armazenamento. No caso dos BEVs, o custo da bateria está atualmente em torno de 500/kWh. Logo, mesmo considerando a mecânica mais simples de um BEV, o custo de um veículo convencional a combustão interna ainda é de 4 mil dólares a menos, já que um BEV com bateria de 30 kWh permanece 11 mil dólares mais caro que um veículo convencional a combustão interna. Já as baterias dos PHEVs possuem um custo de aproximadamente US\$ 750/kWh.²⁹ Considerando um PHEV com bateria de 8 kWh, que garanta uma autonomia de 40 quilômetros no modo elétrico, o custo incremental

27. O uso de baterias com maior capacidade permitiria que os BEVs tivessem autônominas próximas aos veículos a combustão interna. Por exemplo, o Tesla S, com bateria de 85 kWh, possui uma autonomia de 480 quilômetros. A grande questão é o custo incremental resultante da opção por tecnologias com maior capacidade.

28. A distância média de cada deslocamento é de 15 quilômetros (IEA, 2013).

29. As baterias para PHEVs custam entre 1,3 e 1,5 mais por kWh que as baterias para BEVs.

seria de 6 mil dólares. Em paralelo, deve ser ressaltado que a maior complexidade mecânica dos PHEVs também ocasiona custos adicionais (IEA, 2012a; IEA, 2011).



Dessa forma, é perceptível que os veículos elétricos ainda não sejam competitivos com aqueles a combustão interna, e sua inserção requer políticas de suporte que os viabilizem neste primeiro momento. Entre as políticas de incentivos aos veículos elétricos, programas de pesquisa e desenvolvimento, com vistas ao aprimoramento tecnológico e à redução de custos das baterias, são essenciais.

Embora ainda possua um custo elevado, no início de 2011, uma bateria para BEV custava US\$ 750/kWh. Mantida a tendência de redução de custos, essas baterias teriam um preço em torno de US\$ 325/kWh em 2020. Caso o desenvolvimento das baterias possibilite a concretização dessa projeção, os veículos elétricos atingiriam a paridade econômica com os convencionais, mesmo que não se verifique uma trajetória ascendente nos preços do petróleo e seus derivados (IEA, 2012a).³⁰

30. Segundo IEA (2011), os veículos elétricos seriam competitivos com os convencionais a combustão interna para um custo de bateria entre US\$ 300 e 400/kWh.

Contudo, em paralelo às pesquisas e ao desenvolvimento, é preciso que esses veículos sejam gradativamente inseridos na frota, com vistas a dar escala à indústria, porque a exploração de economias de escala é fator essencial para redução de custos dos veículos elétricos, especialmente na dinâmica de redução das baterias. Para tanto, no curto prazo, é muito importante a adoção de medidas como a concessão de subsídios na compra de veículos,³¹ a aquisição de veículos elétricos para a frota de empresas públicas e incentivos a usuários desses veículos, como a permissão de trafegar em faixas especiais e estacionamentos e pedágios gratuitos. Além disso, o desenvolvimento de uma infraestrutura de recarga é fundamental para desmistificar o receio por parte dos consumidores em relação ao suprimento energético dos veículos.

Neste sentido, diversos países já possuem políticas de incentivos à compra de veículos elétricos, programas de pesquisa e desenvolvimento e estão implementando infraestrutura de carregamento.³² Tais medidas possibilitaram que a frota de veículos elétricos, ao fim de 2012, tenha chegado a cerca de 200 mil veículos, sendo que as vendas aumentaram da ordem de 50 mil veículos em 2011 para algo em torno de 120 mil unidades em 2012. O exame prospectivo da disseminação dos veículos elétricos aponta para uma frota de 20 milhões de veículos em 2020, quando as vendas anuais deverão ser da ordem de 7 milhões de unidades (IEA, 2013).

Infraestruturas de recarga de veículos elétricos

O tempo de recarga do veículo elétrico é uma questão que desperta grande interesse por parte dos consumidores. Esse tempo depende das características técnicas do veículo, da bateria e do

31. São necessários subsídios entre 5 mil e 7 mil dólares para tornar os veículos elétricos competitivos com os convencionais a combustão interna. Vários países já propõem esse tipo de incentivo, como os Estados Unidos, a França, o Japão e a Suécia.

32. A IEA (2013) apresenta uma ampla revisão de políticas adotadas em diferentes países.

posto de abastecimento. Verifica-se que existem disponíveis diferentes tipos de recargas, e a escolha adequada deve considerar as características dos veículos e as especificidades locais.

Conforme Borba (2012), em primeiro lugar, é preciso ressaltar que a recarga pode ocorrer pelas formas condutiva e indutiva, sendo o método condutivo mais comum, pois se trata de uma conexão física, por um cabo, entre o posto de abastecimento e o veículo. Em contrapartida, a recarga indutiva se baseia em uma indução eletromagnética, ou seja, não envolve qualquer conexão física entre o veículo e o posto de recarga.³³

Conforme a terminologia da Society of Automotive Engineers (SAE),³⁴ existem vários níveis de tensão de recarga, a qual pode ocorrer em tomadas de correntes alternada e contínua. Dessa forma, é preciso distinguir os tipos de recargas sob a ótica técnica, considerando o patamar de tensão e o tipo e nível de corrente adotados. Em linhas gerais, os níveis I e II correspondem a uma recarga lenta, enquanto o nível III é associado a uma recarga rápida (IEA, 2013).

O nível I de recarga corresponde à utilização das tomadas residenciais-padrão com corrente alternada – entre 10 e 20 amperes (ETEC, 2010). As características técnicas do nível I implicam uma recarga lenta (SAE, 2012). No caso brasileiro, a tensão para a distribuição de corrente alternada em redes públicas apresenta dois tipos: 380/220 e 220/127 volts. Admitindo o segundo tipo de tensão existente nas redes de distribuição dos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, associado a um circuito fase neutro de 127 volts e a uma corrente de 15 amperes, a potência máxima de recarga seria de 1,9 kW. Logo, nota-se que suas características técnicas implicam uma recarga lenta, especialmente relevante no caso de ausência de infraestrutura dedicada à recarga de veículo elétrico. Esse tipo

33. Existem projetos de pesquisa com vistas à recarga do carro elétrico ocorrer sem a presença de uma conexão com fio por meio da maneira indutiva. Porém, esses projetos estão ainda em fase inicial de desenvolvimento (NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 2013).

34. Entidade que define *standards* para a indústria automobilística nos Estados Unidos.

de recarga se aplica somente a locais de longo tempo de estadia do veículo, como em casa ou no local de trabalho.

Por sua vez, o nível II é considerado a recarga-padrão (ETEC, 2010). As tomadas possuem uma tensão entre 220 e 240 V com corrente alternada até 80 A (SAE, 2012). Em geral, a corrente está limitada a 40 A. Por apresentar variados patamares de potência, o nível II permite recargas mais rápidas, que podem ocorrer tanto nas residências quanto nas estações públicas (BORBA, 2012). Cabe destacar que o nível II de recarga pode implicar ajustamentos técnicos³⁵ para possibilitar a entrega de maiores níveis de potência, impactando diretamente o custo de instalação do posto de recarga.

Já o nível III é o que compreende recargas rápidas com tensões que podem atingir 600 V e potências que podem atingir 240 kW. Nesse caso, a corrente fornecida pelo posto pode ser tanto alternada quanto contínua³⁶ e envolve valores de correntes mais elevados que no nível II, os quais podem chegar até 200 A (SAE, 2012). Assim definidas, as características técnicas do nível III não combinam com uma recarga residencial, pois se trata de tensões bem mais altas que as disponíveis nas áreas residenciais, além da necessidade de uma instalação trifásica (no caso das tomadas de corrente alternada). Esses

35. A adoção do nível II requer algumas alterações na infraestrutura, como troca de cabos e disjuntores, sobretudo quando se opta por correntes mais elevadas.

36. Alguns países estão instalando postos de nível III com corrente contínua. A vantagem das recargas de corrente contínua é permitir o fornecimento de maiores patamares de energia, o que reduz ainda mais o tempo de recarga do veículo (BULLIS, 2012). Porém, o fornecimento de corrente contínua tem consequências técnicas. Explica-se: visto que a energia fornecida pelas distribuidoras está em corrente alternada e as baterias exigem recarga em corrente contínua, é necessário transformar a corrente alternada distribuída pela rede em corrente contínua. O equipamento responsável por essa conversão pode ser integrado ao posto ou ao veículo. Atualmente, a maioria dos modelos de carros elétricos já possui esse conversor (PEREZ et al., 2012). No caso dos postos de nível III de corrente contínua, o conversor já está presente dentro do próprio posto. Assim, o carro deve ser adaptado para aceitar a entrada direta de corrente contínua, o que, na prática, não se encontra na maioria dos modelos híbridos *plug-in*, mas apenas nos modelos elétricos puros (NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 2013). Por outro lado, a introdução de um conversor dentro do próprio posto de recarga implica aumento de preço.

tipos de conexões se encontram mais frequentemente nas indústrias, para uso em máquinas, requerendo altos níveis de potência. Consequentemente, os postos de recarga de nível III, que possibilitam recargas rápidas, estão instalados, na grande maioria dos casos, em áreas públicas. Como será estudado na segunda parte desta seção, os investimentos para esse tipo de posto são maiores em relação aos investimentos para os equipamentos de níveis I e II. A **tabela 1** sintetiza as características técnicas dos diferentes tipos de recarga.

A partir dos dados relativos aos níveis de recarga, é possível estimar-se o tempo de recarga dos veículos elétricos, o qual dependerá das características de cada veículo. A **figura 2** apresenta o tempo de recarga de alguns modelos, e é perceptível o maior tempo de recarga do Nissan Leaf, que, por ser um BEV, possui uma bateria com maior capacidade de armazenamento.

Tabela 1:
Níveis de recarga
de carros elétricos

	Nível de recarga	Tensão (V)	Corrente (A)	Potência (kW/kVA)
Recarga lenta	Nível I	110 - 120	10 - 20	1,1 - 2,4
	Nível II	220 - 240	<80	<19,2
Recarga rápida	Nível III	Corrente alternada	400 - 500	<100
		Corrente contínua	400 - 500	<100

Além disso, a **figura 2** aponta que o nível I de recarga pode ser suficiente para os PHEVs no caso de uma recarga residencial, pois a menor capacidade de suas baterias implica menores tempos de reabastecimento. Em contrapartida, a recarga em nível I para BEV deve ser vista com ressalvas, pois o tempo de recarga é muito elevado, superando 20 horas para a Nissan Leaf (NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 2013).

Como já mencionado, em contraste com o nível I, o nível II possibilita a recarga completa das baterias de carros elétricos puros e híbridos *plug in* em um tempo razoável. Portanto, pode ser denominado como o padrão de recarga dos veículos elétricos. A análise da **figura 2** indica que o tempo de recarga do Nissan Leaf em nível II reduz para apenas sete horas. A partir desses dados, é possível concluir que o nível II de recarga é suficiente para aten-

der às necessidades de recarga de um BEV, de forma a garantir as necessidades dos usuários e, por isso, vem se tornando o padrão entre os novos modelos de BEVs.

Já o nível III possibilita a recarga rápida dos carros nos postos e o carregamento de 80% da bateria do Nissan Leaf em apenas meia hora, conforme mostra a **figura 2**. O Nissan Leaf é um BEV, os demais são PHEVs. Porém, os custos envolvidos com essas infraestruturas são bastante elevados, o que significa, portanto, investimentos na infraestrutura de recarga rápida e uma decisão estratégica que deve considerar a gestão otimizada dos postos e as características dos veículos inseridos no mercado.³⁷

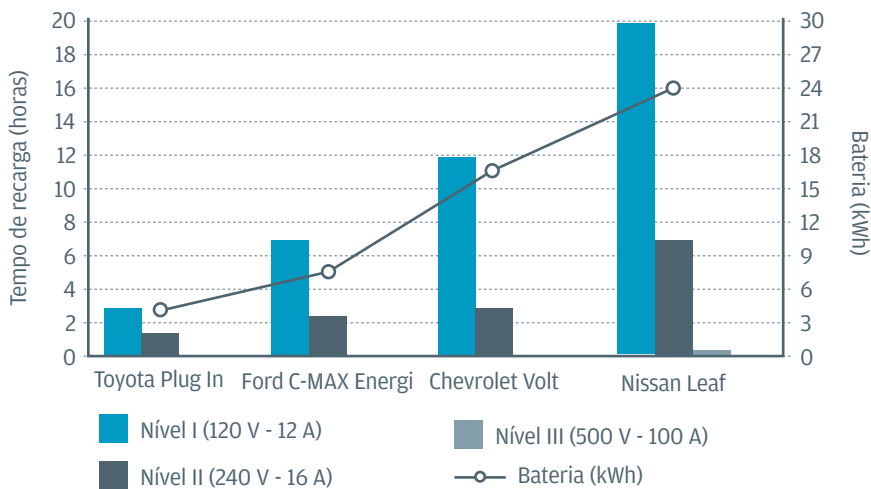


Figura 2:
Tempo de recarga em função do nível de recarga e do tipo de bateria

As redes de carregamento rápido vêm se desenvolvendo, em grande parte, por iniciativa (ou como suporte) dos fabricantes de BEV. Nesse sentido, é bastante ilustrativo que no Japão, onde os BEVs predominam, já existam 1.381 postos de recarga rápida, enquanto

37. Os tempos de recarga aqui demonstrados correspondem ao carregamento de 100% da bateria dos veículos, sendo, portanto, o tempo máximo de carregamento esperado. Dado que a utilização típica diária é inferior à capacidade da bateria dos BEVs e que os usuários carregam diariamente os veículos, o tempo de carregamento é menor, de acordo com o estado inicial da bateria. Por exemplo, caso o usuário inicie o processo de carregamento ainda com 50% de carga disponível, o tempo de recarga será aproximadamente metade dos apresentados.

nos Estados Unidos os investimentos em postos de recarga rápida sejam menores, uma vez que os PHEVs dominam o mercado.³⁸

Uma variável central na definição do tipo de infraestrutura a ser implementado é o custo do investimento, que também inclui a adaptação da rede na qual circula a energia e diversos custos de operação e manutenção. Como já mencionado, os níveis I e II de recarga necessitam de pouca adaptação da rede, por serem configurações técnicas que já se encontram nas residências. Por sua vez, a recarga de nível III envolve altos níveis de potência, que vão além da capacidade das configurações residenciais (BORBA, 2012). As características técnicas desse tipo de recarga pressupõem o desenvolvimento de redes públicas de recarga, por envolver custos de operação e de manutenção bem maiores do que os consumidores particulares podem subvencionar. Nesse contexto, a **tabela 2** resume, de maneira abrangente, os diversos custos associados aos investimentos para os postos de recarga de carros elétricos, sem levar em conta as despesas para o planejamento da expansão da rede nem os diversos custos associados ao estacionamento dos veículos nas áreas de recarga (SCHROEDER e TRABER, 2012). Calcula-se que a manutenção e a operação dos postos representem, anualmente, cerca de 10% do investimento inicial.

A **tabela 2** mostra com clareza o maior custo dos postos de recargas rápidas. De acordo com Schroeder e Traber (2012), enquanto os investimentos para pontos de recarga residenciais custam cerca de 1 mil, os pontos de nível III de corrente contínua chegam até 12.500 mil. O Capex associado a cada tipo de eletroposto resulta da soma do custo de material e dos investimentos na rede. Para

38. Isso não quer dizer que não haja investimentos em carregadores rápidos nos Estados Unidos. Existem atualmente 544 carregadores no padrão CHAdeMO (nível 3, 50 kW), compatíveis com o Nissan Leaf. Disponível em: <www.chademo.com>. Acesso em: 18 fev. 2014. Já a Tesla tem instalada uma rede de 71 carregadores superrápidos, de até 120 kW, nas principais rodovias do país. Combinada com a grande autonomia dos veículos Tesla, esta rede já permite dirigir de costa a costa e, com as adições previstas até 2014, deve cobrir 80% da população dos Estados Unidos, chegando em 2015 a 90% da população do país. Disponível em: <www.teslamotors.com/supercharger>. Acesso em: 18 fev. 2014.

	Nível III Público - DC	Nível III Público - AC	Nível II Público - AC	Nível II Público - AC	Nível II Privado - AC
Potência (kW)	62,5	50	7,2	3,6	3,6
Custo do material (EUR)	5.000 (5.000 - 20.000)	5.000 (5.000 - 20.000)	4.000 (4.000 - 8.000)	2000 (2.000 - 8.000)	500 (500 - 2.500)
Investimentos na rede (EUR)	7.500	5.000	2.000	1.000	0
Total Capex (EUR)	12.500	10.000	6.000	3.000	500
Manutenção (EUR) - 10% OPEX	500	500	400	200	50
Total OPEX (EUR)	5.000	5.000	4.000	2.000	500

Tabela 2:
Custo da infraestrutura por ponto de recarga

Fonte: Schroeder e Traber (2012) e Wiederer e Philip (2010).

elucidar as diferenças de custos observadas na **tabela 2**, é preciso analisar os dois subitens do Capex:

- O custo do material é uma variável explicativa da diversidade dos custos das infraestruturas. O material utilizado depende do nível de potência desejado para o eletroposto, gerando uma variabilidade do custo final do equipamento; assim, um equipamento de nível II trifásico envolve um custo maior que um de nível II monofásico;
- Os custos de instalação dos postos de recarga dependem das necessidades de adaptação técnica da rede elétrica. Enquanto o nível II não requer muitas modificações eletrotécnicas, as elevadas potências envolvidas nas conexões de nível III pressupõem uma profunda adaptação da rede: instalações trifásicas, adaptação dos transformadores etc.

Uma particularidade perceptível na **tabela 2** está na diferença de custo entre os níveis III em corrente alternada (AC) e o III em corrente contínua (DC). Essa diferença se explica pela necessidade de instalar

um conversor AC/DC no posto de nível III de corrente contínua. Isso ocorre porque a rede fornece uma corrente alternada; portanto, é preciso instalar um equipamento capaz de converter a energia em corrente contínua na saída do posto de recarga. Logo, a instalação de mais um equipamento dentro do eletroposto em corrente contínua gera um custo maior.

Essa diferença nos custos dos pontos de abastecimento se reflete na complexidade do desenvolvimento de uma rede de recarga de carros elétricos adaptada às expectativas energéticas dos consumidores e economicamente viável para os operadores de serviços de mobilidade elétrica. Dessa forma, a análise técnico-financeira expõe a necessidade de um desenvolvimento planejado e otimizado da rede de recarga de carros elétricos.

Nos locais de recarga, os veículos ficam estacionados mais de 90% do tempo, essencialmente em casa ou no trabalho (IPI, 2011). Xu et al. (2013) destacam que o carregamento nas próprias residências ou em edifícios de trabalho é a forma mais adequada no caso de usuários que percorram reduzidas distâncias. Segundo Borba (2012), as tomadas residenciais estão aptas a realizarem o carregamento de PHEV, considerando a autonomia tipicamente demandada pelos usuários desses veículos. Por sua vez, a instalação de infraestrutura de recarga nível II permite o carregamento dos BEVs nas próprias residências. Nesse sentido, as infraestruturas públicas de recargas tendem a ser mais relevantes apenas nos casos de viagens de longa distância.³⁹

As evidências indicam que a residência é a principal localidade de carregamento de carros elétricos. Uma vez que o nível II assegura uma recarga completa da bateria desses veículos em menos de uma noite (cerca de quatro horas para o Chevrolet Volt e sete horas para o Nissan Leaf), esse resultado parece razoável (NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 2012). Dados de países nos quais o veículo

39. É importante frisar a existência de um *trade-off* entre o aumento da capacidade das baterias e a necessidade de pontos de recarga rápida. Essa questão é extremamente relevante no âmbito da inserção de veículos elétricos. Por exemplo, é preciso analisar se é mais pertinente priorizar investimentos no desenvolvimento de baterias com maior capacidade ou em pontos de recarga rápida.

elétrico já é uma realidade corroboram essa premissa. O Projeto EV, por exemplo, desenvolvido pela ECOtality North America e com escopo de aproximadamente 13 mil postos de recarga, buscou desenvolver e avaliar a infraestrutura de recarga de veículos elétricos, a fim de coletar e analisar dados sobre o consumo e os padrões de recarga. Participaram do projeto 8.300 veículos, entre eles: Nissan Leafs, GM Volts e Smart ForTwo.

A recarga de veículos elétricos nos estacionamentos do trabalho é uma opção pertinente para usuários sem possibilidade de fazer uma recarga residencial (BULLIS, 2012). Nesse caso, o nível II parece ser o mais adaptado à recarga no trabalho, já que o veículo permanece, em média, oito horas estacionado no local de trabalho em dias úteis (NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 2013).

Já a recarga nas áreas semipúblicas e públicas pode ser vista de várias formas. O desenvolvimento de uma rede pública de recarga é necessário para fomentar as primeiras etapas da estruturação do novo paradigma tecnológico que representa o carro elétrico, especificamente quando se trata da questão do abastecimento. Com efeito, por mais de cem anos, os automobilistas se acostumaram a abastecer seu carro térmico no posto quando e onde quisessem. Então, alterar o padrão de uso da rede de abastecimento é complicado e pode ser realizado de maneira gradativa, e a estruturação de uma rede pública de recarga constituiria uma primeira etapa.

Portanto, é notório o papel do poder público no fomento de um ambiente favorável à emergência do carro elétrico. Aliás, o desenvolvimento de uma rede pública de recarga vai além dessa fase inicial e deve ser visto como oportunidade para favorecer a criação de novos modelos de negócios, combinados com a demanda energética local, especificamente para os usuários que não têm a possibilidade de efetuar recargas residenciais (IEA, 2013).

É preciso destacar a diferença entre esses postos, que podem deter tanto instalações do nível II quanto do nível III, em função do tipo de demanda dos usuários. Ou seja, um consumidor que faça um trajeto excepcional de longa distância não vai querer esperar horas no posto de recarga localizado na estrada, apenas alguns

minutos. Nesse caso, devem integrar-se postos de nível III. Já para um consumidor que tem seu deslocamento restrito ao perímetro urbano, a necessidade de recarga rápida é muito menor. Observa-se, assim, que os países que desenvolvem redes públicas de recarga de carros elétricos são conscientes dessa diferença e estão instalando postos de recarga normal e rápida. As estimativas cumulativas em investimentos em postos de recarga, até 2020, indicam patamares de até 2,4 milhões de postos de recarga normal e 6 mil de recarga rápida para os países da aliança EVI (IEA, 2013).

De toda maneira, a multiplicidade de lugares de recarga implica a necessidade de um desenvolvimento otimizado da rede de recarga de carros elétricos, adaptando o posicionamento e o tempo da recarga em função das expectativas dos consumidores.

Impactos sobre o setor elétrico

A alteração do paradigma tecnológico do setor de transportes impactará os sistemas elétricos. Entre os possíveis efeitos da inserção de veículos elétricos sobre o setor elétrico, o aumento da carga dos transformadores, desvios de tensão e perdas no sistema de distribuição são bastante relevantes (WEILLER, 2011; GREEN II et al., 2011; CLEMENT-NYNS et al., 2010). Onar e Khaligh (2010) destacam que as características de carga dos carregadores dos BEVs podem exigir potência reativa e gerar distorções harmônicas.

A tipologia da infraestrutura da rede de abastecimento desses veículos é uma questão central, especialmente no que se refere aos impactos sobre comportamento da carga do sistema. Concomitantemente, o momento da recarga dos veículos também será um ponto vital no impacto sobre a rede. O horário de recarga do veículo depende da infraestrutura disponibilizada e do marco regulatório vigente. Dessa forma, caso a recarga das baterias ocorra de forma desordenada, muito provavelmente ocorrerá um aumento

da demanda de ponta do sistema (KIVILUOMA e MEIBOM, 2011).⁴⁰ Por outro lado, a adoção de incentivos tarifários que incitem a recarga ao longo da noite e de infraestruturas inteligentes (*smart grids*), que controlem o momento e a intensidade da carga, poderá contribuir para a redução da capacidade ociosa do parque gerador, atenuando a curva de carga.

A potência requerida por esses veículos, não o acréscimo de demanda ocasionado por eles, se constitui no principal desafio a ser enfrentado pelos sistemas elétricos. Borba (2012) faz estimativas do impacto da demanda e da carga sobre o sistema elétrico brasileiro no cenário em que os veículos elétricos representem 20% da frota e percorram em média 8 mil km por ano, com um consumo de 6 kWh/km. Como resultado, o autor calcula que a demanda dos veículos equivaleria a menos de 2% do consumo de energia elétrica brasileira de 2011, enquanto o acréscimo da demanda máxima de potência seria de 10%, caso o abastecimento dos veículos ocorresse após as 18 horas.⁴¹

O gerenciamento da recarga dos veículos elétricos é condição basilar para que a mobilidade elétrica não tenha consequências negativas na operação do sistema elétrico. Contudo, tradicionalmente, são sistemas analógicos e eletromecânicos que compõem a rede de energia elétrica (BARAN, 2012). Logo, a adoção de *smart grids* exige como pré-requisito que os veículos elétricos não causem impactos negativos para o setor.

A implementação de infraestruturas de recarga associada às redes inteligentes não possibilitará apenas o gerenciamento da recarga de veículos elétricos com o objetivo de não causar impactos negativos ao sistema. É possível vislumbrar que existirão grandes

40. O crescimento da demanda de ponta aumenta a capacidade ociosa do parque de geração, porque acentua a necessidade do sistema de ter usinas disponíveis, que irão operar apenas nas horas de pico do dia.

41. A demanda por energia elétrica teria um acréscimo de 7,9 TWh, e a potência requerida para o atendimento da ponta teria de sofrer um incremento de 6,8 GW. Em um cenário mais conservador, no qual os veículos elétricos respondessem por apenas 10% da frota, o acréscimo no consumo seria de 4 TWh, e a potência adicional requerida, de 3,4 GW.

modificações no sistema energético, entre as quais a possibilidade de os veículos se constituírem de fontes de geração distribuída. Em outras palavras, os veículos deixarão de ser meros consumidores de energia e passarão a ser também geradores. Observa-se, assim, que eles poderão contribuir para a redução da necessidade de expansão do sistema elétrico. Essa tecnologia em que os BEVs e os PHEVs podem injetar energia na rede é denominada *vehicle to grid* (V2G) e contrapõe-se ao *grid to vehicle* (G2V), que consiste no mero carregamento dos veículos a partir da rede.

A conjugação das tecnologias V2G e G2V pode ser definida como um sistema em que existem fluxos de comunicação e de energia elétrica controláveis e bidirecionais entre o veículo e a rede elétrica. No sentido “tradicional”, isto é, G2V, os fluxos de eletricidade são unidirecionais da rede para os veículos, com o objetivo de carregar as baterias. Em contrapartida, o V2G poderá ocorrer em momentos que seja necessário atender às exigências da demanda de eletricidade do sistema com vistas a contribuir para a estabilidade da rede elétrica (CLEMENT-NYNS et al., 2011).

O conceito de V2G se assenta na utilização dos veículos elétricos, mais especificamente das baterias, como meio de armazenamento de energia provenientes da rede.⁴² Dessa forma, passa a existir a possibilidade de intercâmbio entre as partes, de modo a satisfazer a picos no consumo de eletricidade, a custos competitivos, podendo conferir aos utilizadores dos veículos elétricos a possibilidade de acumular energia a ser comercializada nos momentos de pico, justamente quando os preços estão mais atrativos (BALSA, 2013; KEMPTON e TOMIC, 2005a; RICHARDSON, 2013).

42. Apesar de tecnicamente possível, a viabilidade da utilização de V2G em larga escala está ainda longe de acontecer e depende de uma série de fatores, a saber: magnitude da capacidade de armazenamento dos veículos elétricos (número de veículos x capacidade de carga média das baterias), impacto dessa utilização na vida útil das baterias (a depender da tecnologia de bateria utilizada), custo de sistemas alternativos de armazenamento (exemplo, as baterias estacionárias), existência de padrões e protocolos de negociação de carga que englobem grande número de veículos, aculturação dos usuários (que tipicamente não gostariam de disponibilizar sua carga, sob risco de não ter autonomia quando precisarem do veículo), e, por fim, modelos regulatórios e de remuneração que viabilizem esse tipo de operação.

Em paralelo, existem dois tipos de serviços auxiliares para o sistema⁴³ que a tecnologia V2G poderá prestar:

- Reserva operacional das próprias redes elétricas, com regulação que diz respeito à resposta para ajustar a tensão e a frequência da rede elétrica;
- *Spinning reserve*, que corresponde às centrais ativadas e prontas para fornecer energia à rede numa questão de minutos, sendo a rapidez proporcionada pelos sistemas V2G um dos principais benefícios que introduzem à rede elétrica.

Os sistemas elétricos atuais exigem constante equilíbrio entre a produção e a demanda de eletricidade. Qualquer perturbação nesse equilíbrio pode causar instabilidade de frequência, representando um risco para o bom funcionamento da rede. Embora a capacidade de armazenamento individual dos veículos seja consideravelmente reduzida, a proliferação dos veículos elétricos aumentará a capacidade de armazenamento do sistema, podendo, assim, ser tomada como solução viável para mitigar flutuações entre oferta e demanda na rede elétrica (CLEMENT-NYNS et al., 2011; KEMPTON e TOMIC, 2005a).

Kempton e Tomic (2005b), com foco analítico nos Estados Unidos, afirmam que a frota de veículos, comparativamente com o sistema elétrico americano, tem um nível de potência (agregada) vinte vezes superior, menos de um décimo de utilização e um décimo do custo de capital por kW de força motriz. Por outro lado, os geradores elétricos das *utilities* têm uma vida útil de operação dez a cinquenta vezes superior, e custos operacionais por kWh mais reduzidos.

Como já mencionado, os veículos se encontram parados mais de 90% do tempo. Portanto, a lógica da introdução das tecnologias de

43. Em um primeiro momento, a competitividade da tecnologia V2G deverá estar associada à oferta desses serviços (BRIONES et al., 2012; KEMPTON & TOMIC, 2005a, 2005b; MULLAN et al., 2012; TURTON & MOURA, 2008).

V2G reside no aproveitamento desses (longos) períodos para que as baterias possam ser utilizadas, além de no carregamento, no fornecimento de energia à rede elétrica, sem comprometer as necessidades de mobilidade dos proprietários dos veículos. Cada veículo estacionado contém tanto combustível (ou bateria) quanto capacidade de armazenamento subutilizados e pode mesmo criar valor negativo devido aos custos de estacionamento. Por conseguinte, os sistemas V2G podem rentabilizar os investimentos (isto é, a aquisição dos veículos), reduzindo, dessa maneira, os custos de propriedade (HEIN et al., 2012; KEMPTON e TOMIC, 2005b; LETENDRE et al., 2006; MULLAN et al., 2012; TURTON e MOURA, 2008).

A adoção de sistemas V2G pode ser especialmente importante em um contexto no qual se verifiquem investimentos crescentes em plantas de geração a partir de fontes renováveis e intermitentes, como são os casos das energias eólica e solar fotovoltaica. Como inexiste uma estrutura de armazenamento de eletricidade custo-eficácia, existem restrições a uma expansão em larga escala dessas fontes. Além disso, a energia produzida a partir de fontes de energia renováveis intermitentes, por natureza, pode não coincidir com os picos de consumo diários e, por consequência, passaria a existir déficits de potência.⁴⁴ Nesse sentido, a natureza intermitente dessas fontes pode desestabilizar a rede elétrica e a importância que as baterias dos veículos elétricos podem vir a ter, atuando como *buffers* que armazenam o excesso de energia gerada a partir de fontes renováveis nos momentos em que excedam a demanda (BRIONES et al., 2012).⁴⁵

44. No caso brasileiro, Borba (2012) destaca a importância do V2G para a inserção em larga escala de usinas eólicas na região Nordeste, já que o sistema elétrico brasileiro está se expandindo com base em projetos inflexíveis, como é o caso das usinas hidrelétricas a fio d'água e da própria energia eólica. Nesse sentido, além da evidente importância de construção de térmicas com vistas a garantir a segurança do sistema, a adoção da tecnologia V2G é uma alternativa bastante pertinente.

45. Para Khayymam et al. (2012) não faz sentido a implementação e a proliferação do sistema V2G para aumentar a intensidade de carbono do consumo de energia elétrica, sendo fundamental a complementação do V2G com fontes energéticas renováveis (intermitentes) como a eólica, a solar ou outras. Kempton e Tomic (2005a e 2005b) afirmam que o papel mais importante da implementação do sistema V2G é apoiar o crescimento e a produção intermitente das fontes renováveis.

Em suma, a presença de fluxos energéticos e de informação entre os veículos e a rede faz com que essa tecnologia tenha expressivo potencial de transformação dos setores de transporte e de energia. Logo, ela pode acelerar a adoção de novas tecnologias e promover alternativas de mobilidade, reduzindo ineficiências em termos de capacidade instalada e suportando o acesso a recursos energéticos com origem em fontes renováveis intermitentes (BALSA, 2013; KEMPTON e TOMIC, 2005a; RICHARDSON, 2013). A **Figura 1** apresenta o esquema típico de uma estrutura V2G, cabendo destacar que a comunicação entre os veículos e o operador da rede poderá ocorrer pela internet, celular ou mesmo por rádio.⁴⁶

Para que essa tecnologia seja possível, os veículos devem atender a três pré-requisitos:

- Conexão com a rede para permitir os fluxos de eletricidade;
- Comunicação direta com o operador de rede;
- Existência de equipamento no veículo para controle e medição dos fluxos elétricos.

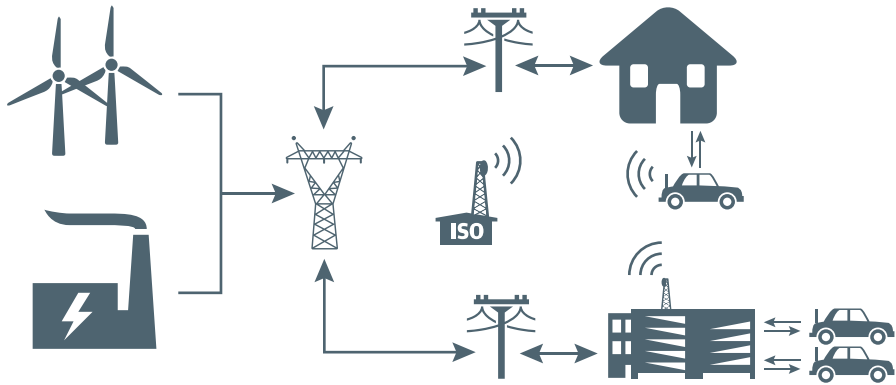
Em um sistema V2G, considerando que os proprietários dos veículos elétricos são simultaneamente consumidores e fornecedores de energia elétrica, a adoção de regimes tarifários financeiramente atrativos⁴⁷ para esses proprietários é vital para incitar os usuários a aderir à tecnologia V2G. No entanto, o aumento dos ciclos de utilização das baterias contribuirá para a sua degradação mais rápida, o que poderá ser um problema tanto para os proprietários dos veículos elétricos quanto para os fabricantes das baterias (devido à garantia no momento da aquisição), pois se espera que continuem dispendiosas no futuro próximo. Por sua vez, as *utilities* reconhecem no sistema V2G, com as inerentes capacidades bidirecionais de

46. O operador do sistema pode se comunicar diretamente com cada veículo ou por meio de uma central conectada a veículos em um estacionamento.

47. Por exemplo, o preço de compra de energia poderia ser inferior ao de venda, ou meramente serem concedidas compensações diretas.

Figura 3:
Estrutura de um
sistema V2G

Fonte: Borba (2012).



energia e comunicação, vantagens no aumento da capacidade de armazenamento de energia elétrica para “acomodar” o aumento da produção por fontes renováveis intermitentes, na melhoria de eficiência na gestão da rede, na identificação de oportunidades de prestação de serviços de energia auxiliares e complementares à sua atividade principal.

As *utilities* enfrentam complexas estruturas regulatórias, barreiras financeiras e tecnológicas na implementação de novas tecnologias e modelos de negócio, as quais também se aplicam à implementação e ao desenvolvimento do sistema V2G: requisitos “não tradicionais” de operacionalização da rede, *standards* de rápida evolução, impactos desconhecidos de longo prazo na vida útil das baterias, ausência/escassez de capital disponível para investimento, custos adicionais para o cumprimento das regras estabelecidas, incerteza na contabilização dos fluxos de energia elétrica, incerteza nos preços de eletricidade, entre outros (BRIONES et al., 2012; SOVACOOOL e HIRSH, 2009).

Por sua vez, as entidades reguladoras tendem a ser menos receptivas à evolução para um paradigma de fluxos bidirecionais de comunicação e de energia elétrica, porque o sistema V2G vai além de sua missão principal: garantir aos consumidores o acesso a serviços energéticos com confiabilidade. Esse enviesamento em relação ao seu “*business as usual*” implicará novos processos de regulamentação, gerará níveis superiores de burocracia, e os reguladores sofrerão pressões lobistas principalmente dos agentes de mercado do lado

da oferta (*utilities*) quanto ao ritmo da evolução regulamentar e aos incentivos que os últimos receberão (BRIONES et al., 2012).

Apesar do conceito V2G trazer benefícios para o sistema energético e para os diversos agentes envolvidos, existe uma série de obstáculos, tanto em termos tecnológicos quanto econômicos, a serem superados para que essa tecnologia seja efetivamente implementada. Por exemplo, é preciso equacionar questões técnicas da rede elétrica, equipamentos de V2G e *standards* de veículos com a tecnologia relacionada para que se construa uma infraestrutura ao mesmo tempo que se estimulem os modelos de negócios V2G.⁴⁸ A maioria dos atuais *standards* e regulações em vigor foram desenvolvidos para fluxos unidirecionais de energia elétrica, isto é, *grid to vehicle* (BRIONES et al., 2012). Embora ainda existam esses desafios regulamentares, tecnológicos e de mercado, a integração de uma infraestrutura consolidada de geração distribuída e do armazenamento por meio dos veículos elétricos pode potencializar um sistema elétrico mais “limpo”, fiável e eficiente, tanto do lado da oferta quanto do da demanda (NIST, 2013).

48. O desenvolvimento de *standards* será um requisito necessário, entre outros, na instalação de equipamentos, comunicação, segurança, interconexão e faturação (BRIONES et al., 2012). Nesse contexto, a IEA (2011) recomenda a estandarização nas seguintes áreas: tipos de tomadas, protocolos de recarregamento, protocolos de comunicação entre os veículos e a infraestrutura de recarregamento, regulação para recarregamento público para garantir segurança, regulação e definição de *standards* para a reciclagem de baterias e regulação das *utilities* para que participem ativamente do mercado da mobilidade elétrica.

Referências

- BANDIVADEKAR, A. et al. *On the Road in 2035 – Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions*. Report. Laboratory for Energy and Environment. Massachusetts: Institute of Technology, 2008.
- BALSA, J. *Avaliação do impacto da introdução de veículos elétricos na procura de combustíveis em Portugal*. 2013. Dissertação (Mestrado em Gestão). Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2013.
- BARAN, R. *A introdução de veículos elétricos no Brasil: Avaliação do impacto no consumo de gasolina e eletricidade*. 2012. Tese (Doutorado). PPE/Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.
- BORBA, B. S. M. C. *Modelagem Integrada da Introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético brasileiro*. Tese (Doutorado). PPE/Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.
- BRADLEY, T. H.; FRANK, A. A. Design, Demonstrations and Sustainability Impact Assessments for Plug-in Hybrid Electric Vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Review*, v. 13, p. 115-128, 2009,
- BRIONES, A. et al. *Vehicle-to-Grid (V2G) Power Flow Regulations and Building Codes: Review by the AVTA*. INL (Idaho National Laboratory), 2012.
- BULLIS, K. *Will Fast Charging Make Electric Vehicles Practical?* Disponível em: <www.technologyreview.com/news/429283/will-fast-charging-make-electric-vehicles-practical>. Acesso em: 21 set. 2013.
- CLEMENTI-NYNS, K. et al. The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, p. 371-380, 2010.
- ETEC (Electric Transportation Engineering Corporation). *Electric Vehicle Charging Infrastructure Deployment Guidelines for the Greater San Diego Area*. San Diego, 2010.
- FRIEDMAN, D. *A New Road: The Technology and Potential of Hybrids Vehicles*. Cambridge: USC Publications, 2003.

- GREEN II, R. C.; WANG, L.; ALAM, M. The Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Distribution Networks: A Review and Outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 544-553, 2011.
- HEIN, R.; KLEINDORFER, P. R.; SPINLER, S. Valuation of Electric Vehicle Batteries in Vehicle-to-Grid and Battery-to-Grid Systems. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 79, p. 1.654-1.671, 2012.
- HEYWOOD, J. B. *More Sustainable Transportation: The Role of Energy Efficient Vehicle Technologies*. Sloan Automotive Laboratory. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, 2008.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Technology Roadmap: Electric and Plug-in Hybrid Electric Vehicles*. Paris: IEA, 2011.
- _____. *Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System*. Paris: IEA, 2012a.
- _____. *World Energy Outlook 2012*. Paris: IEA, 2012b.
- _____. *Global EV Outlook: Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020*. Paris: IEA, 2013.
- INTERNATIONAL PARKING INSTITUTE (IPI). *Parking Industry Ready to Answer the Charge in President Barack Obama's State of the Union Address for 1 Million Electric Cars by 2015*. 2011. Disponível em: <www.parking.org/media/parking-industry-ready-to-answer-the-charge-in-president-barack-obama's-state-of-the-union-address-for-1-million-electric-cars-by-2015.aspx>. Acesso em: 18 fev. 2014.
- KEMPTON, W.; TOMIC, J. Vehicle-to-Grid Power Implementation: From Stabilizing the Grid to Supporting Large-Scale Renewable Energy. *Journal of Power Sources*, v. 144, p. 280-294, 2005a.
- _____. Vehicle-to-Grid Power Fundamentals: Calculating Capacity and Net Revenue. *Journal of Power Sources*, v. 144, p. 268-279, 2005b.

- KHAYYAM, H.; RANJBARZADEH, H.; MARANO, V. Intelligent Control of Vehicle to Grid Power. *Journal of Power Sources*, v. 201, p. 1-9, 2012.
- KIVILUOMA, J.; MEILBOM, P. Methodology for Modelling Plug-in Electric Vehicles in the Power System and Cost Estimates for a System with Either Smart or Dumb Electric Vehicles. *Energy*, v. 36, p. 1.758-1.767, 2011.
- LETENDRE, S.; DENHOLM, P.; LILIENTHAL, P. Electric & Hybrid Cars: New load, or New Resource? *Public Utilities Fortnightly*, p. 28-37, 2006.
- MULLAN, J. et al. The Technical, Economic and Commercial Viability of the Vehicle-to-Grid Concept. *Energy Policy*, v. 48, p. 394-406, 2012.
- NATIONAL RESEARCH COUNCIL. *The EV Project: Deployment Barriers*. Washington D.C.: Presentation to the Committee on Overcoming Barriers to Electric-Vehicle Deployment, 2012.
- _____. *Overcoming Barriers to Electric-Vehicle Deployment - Interim Report*. Washington DC: National Academy of Sciences, 2013.
- National Institute of Standards and Technology (NIST). *Technology, Measurement and Standards Challenges for the Smart Grid*. Boulder, 2013.
- ONAR, O. C.; KHALIGH, A. *Grid Interactions and Stability Analysis of Distribution Power Network with High Penetration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles*. Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), p.1.755-1.762, 2010.
- PEREZ, Y.; WILLET, K. Public Policy Strategies for Electric Vehicles and for Vehicle to Grid Power. *FAEE*, p. 1-16, 2012.
- RICHARDSON, D. B. Electric Vehicles and the Electric Grid: A Review of Modeling Approaches, Impacts, and Renewable Energy Integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 19, p. 247-254, 2013.
- SAE. *Charging Configurations and Ratings Terminology*. Warrendale: SAE International, 2012.

- SOVACOO, B. K.; HIRSH, R. F. Beyond Batteries: An Examination of the Benefits and Barriers to Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) and a Vehicle-to-Grid (V2G) Transition. *Energy Policy*, v. 37, p. 1.095-1.103, 2009.
- SCHROEDER, A.; TRABER, T. The Economics of Fast Charging Infrastructure for Electric Vehicles. *Energy Policy*, v. 43, p. 136-144, 2012.
- SMITH, C. B. *Análise da difusão de novas tecnologias automotivas em prol da eficiência energética na frota de novos veículos leves no Brasil*. Tese (Doutorado). PPE/Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.
- TURTON, H.; MOURA, F. Vehicle-to-Grid Systems for Sustainable Development: An Integrated Energy Analysis. *Technological Forecasting and Social Chang*, v. 75, p. 1.091-1.108, 2008.
- WEILLER, C. *E-mobility Services – New Economic Models for Transport in the Digital Economy*. University of Cambridge, 2012. Disponível em: <www.cambridgeservicealliance.org/uploads/downloadfiles/emobility%20121210HQPspread.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2014.
- WIEDERER, A.; PHILIP, R. *Policy Options for Electric Vehicle Charging Infrastructure in C40 Cities*. Disponível em: <www.emic-bg.org/files/6.C40_CHARGINGINFRASTRUCTURE.pdf>. Acesso em: 21 set. 2013.
- XU, H; MIAO, S.; ZHANG, C.; SHI, D. Optimal Placement of Charging Infrastructures for Large-Scale Integration of Pure Electric Vehicles into Grid. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 53, p. 159-165, 2013.

Tendências para a operação e a comercialização de energia elétrica no Brasil

11.

Amaro Olimpio Pereira Junior

O sistema elétrico brasileiro é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas de grandes reservatórios de regularização, situados longe dos grandes centros consumidores. A geração hidráulica é complementada por térmicas convencionais e nucleares, além de novas fontes renováveis, como eólicas e biomassa.

O setor elétrico também é caracterizado pela divisão em quatro subsistemas, que representam aproximadamente as regiões geográficas do país: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Os subsistemas são interligados por extensas linhas de transmissão que permitem que as diferentes sazonalidades entre as regiões sejam aproveitadas. Tais características proporcionam ao país uma grande vantagem, pois garantem o atendimento à demanda com segurança e com baixa emissão de poluentes, quando comparado à maioria dos países do mundo.

Nos últimos anos, entretanto, o perfil do Sistema Interligado Nacional vem mudando com a entrada em operação de usinas termelétricas, eólicas, biomassa e hidrelétricas a fio d'água, ou seja,

energias sem reservatório de regularização. Além disso, estudos prospectivos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que vão até o horizonte de 2030, mostram que a expansão de tais fontes deve continuar ocorrendo (EPE, 2007, 2012).

Parte dessa mudança pode ser explicada pela forma de comercialização de energia. No Brasil, existem dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro representa aproximadamente 70% do mercado, e a energia é contratada a partir de leilões, nos quais competem todas as fontes, a despeito da localização, vencendo o empreendimento que oferta a menor tarifa pela energia gerada. No caso do ACL, a energia é livremente negociada. Entretanto, nos dois casos, os consumidores (distribuidores e grandes consumidores) têm de comprovar que 100% de sua demanda está contratada.

Assim, é necessário avaliar o impacto da tendência de expansão apontada pelos estudos da EPE na operação do SIN e, da mesma maneira, repensar o modelo de comercialização para que aponte para uma expansão desejável do setor elétrico brasileiro. Dessa forma, o objetivo deste capítulo é analisar as tendências para a expansão, a operação e a comercialização de energia elétrica no Brasil.

A operação do SIN

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o agente responsável pelo gerenciamento da operação do SIN e faz o despacho de maneira centralizada por ordem de mérito. O objetivo é otimizar os recursos hidrológicos com base em informações técnicas fornecidas pelas usinas que compõem o sistema interligado. O despacho é feito assim por causa das características das hidrelétricas mencionadas anteriormente. Um exemplo apresentado por D'Araújo (2012) descreve bem tais características:

Considere uma usina hidrelétrica A com capacidade instalada de 200 MW, que utilize a vazão afluente do Rio 1 e, devido à sua variabilidade, permita uma geração de 100 MWmed.

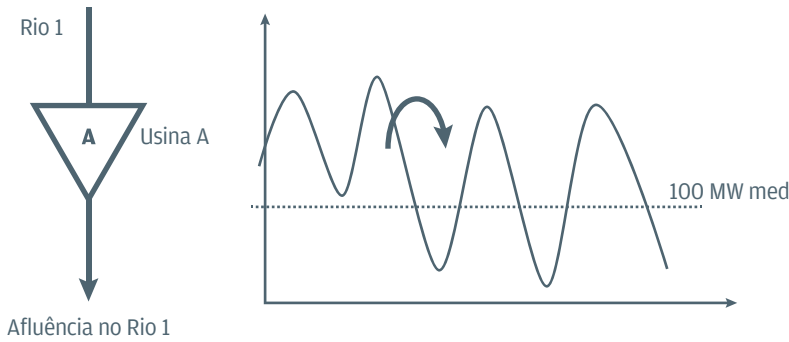


Figura 1:
Geração Usina A

Caso seja construída uma nova usina (Usina B) no Rio 1, com as mesmas características a montante da Usina A, ela provavelmente irá gerar os mesmos 100 MWmed. Entretanto, a Usina B irá regularizar a vazão (ou reduzir a variabilidade) do Rio 1 e permitirá que a Usina A gere um pouco mais de energia, por exemplo, 110 MWmed. A **figura 2** ilustra essa nova configuração.

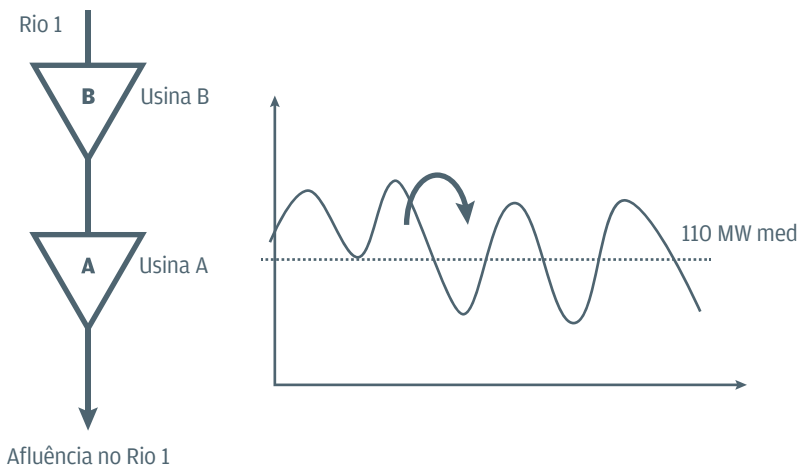
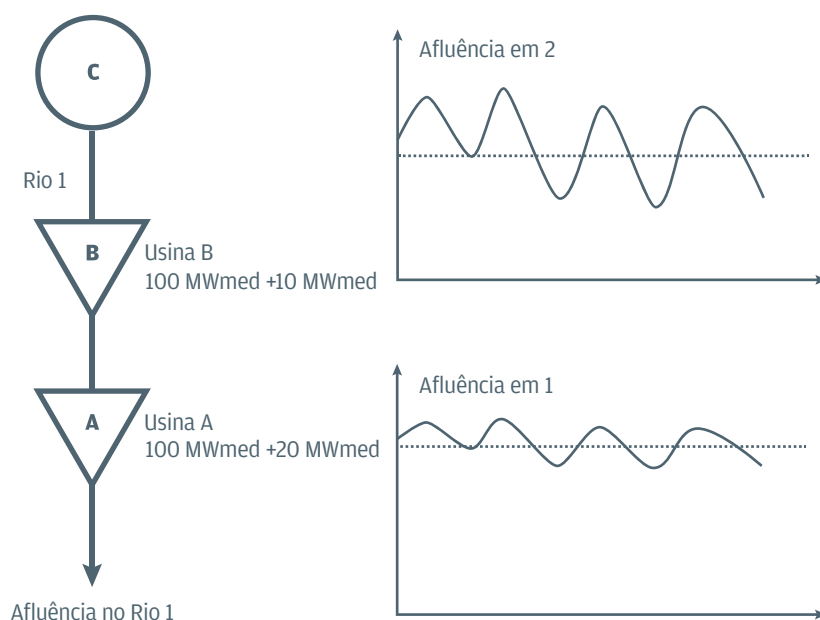


Figura 2:
Geração das
Usinas A e B

Suponha, agora, que seja construído apenas um reservatório (Reservatório C) a montante da Usina B. Ele irá regularizar a vazão afluyente à referida usina, que, por sua vez, irá suavizar mais ainda a aflluência à Usina A. Assim, mesmo sem qualquer capacidade adicional, o Reservatório C permitirá uma geração adicional de 20 MWmed, totalizando 230 MWmed na cascata constituída pelas Usinas A e B e pelo Reservatório C, conforme mostra a **figura 3**.

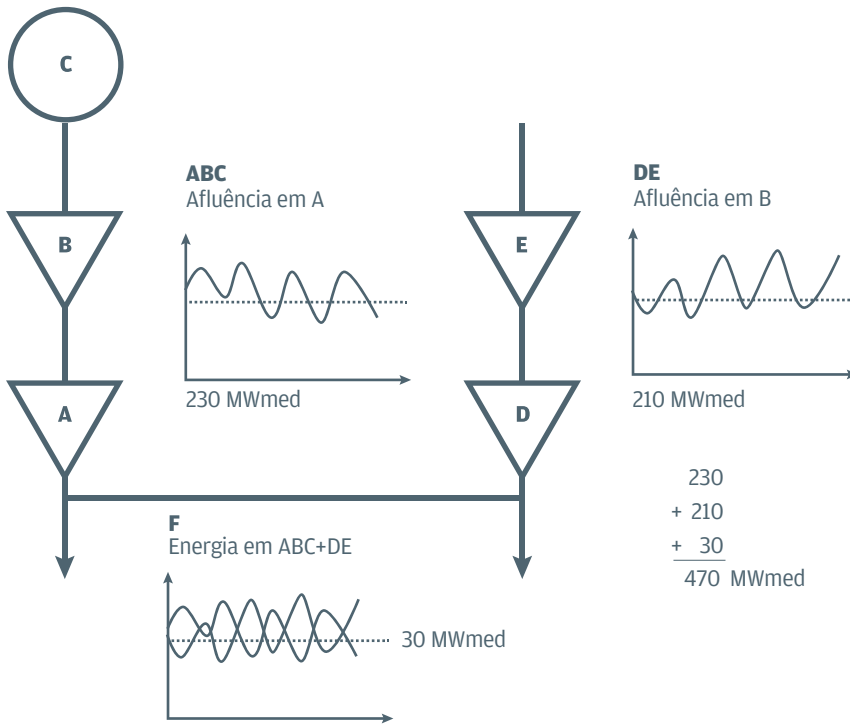
Figura 3:
Cascata do Rio 1



Considere que, em uma região próxima, passe um rio (Rio 2) com vazão distinta do Rio 1 e que sejam construídas duas usinas (Usinas D e E) também de 200 MW cada, sendo a Usina E situada a montante da Usina D. Dessa maneira, as duas usinas poderão gerar 210 MWmed, pelo mesmo motivo das Usinas A e B. Supondo que a vazão do Rio 1 seja complementar à do Rio 2, a construção de uma linha de transmissão (Linha F) permitirá um ganho de energia de 30 MWmed, pela complementaridade entre a geração das Usinas AB e DE, conforme ilustra a **figura 4**. Assim, esse sistema gerará 70 MWmed adicionais pela regularização das vazões e pela complementaridade entre os dois rios.

A essa complementaridade hidrológica, ilustrada no exemplo, ainda pode se acrescentar uma complementaridade térmica, caso uma usina termelétrica seja conectada ao sistema. Essa usina poderá criar um efeito seguro para as hidrelétricas. Assim, é possível utilizar mais água dos reservatórios, por conta da garantia que a termelétrica oferece ao sistema. Assim sendo, mesmo sem gerar nada, a usina termelétrica dá um ganho de energia ao sistema, conforme ilustrado na **figura 5**. No exemplo apresentado, o ganho é de 30 MWmed, totalizando 100 MWmed.

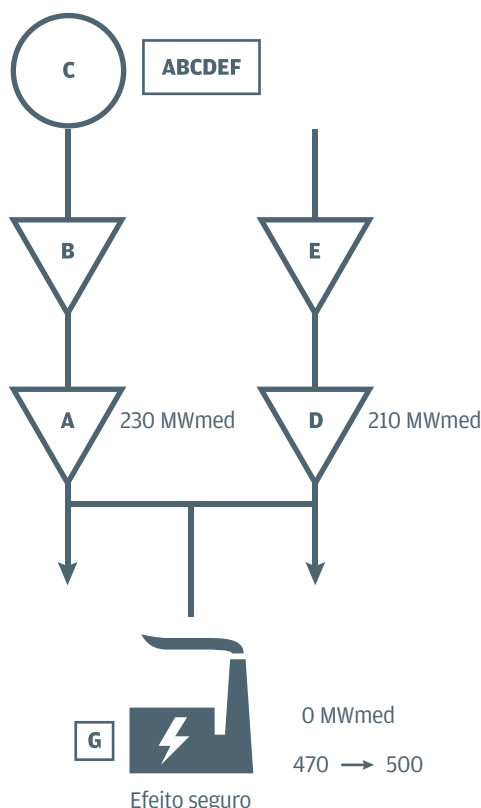
Figura 4:
Complementaridade
hidrológica



Tais características são bem particulares do setor elétrico brasileiro e tornam a operação do sistema bastante complexa. Essa tarefa deve ficar ainda mais difícil por conta das novas usinas hidrelétricas entrando em operação e que, devido a questões ambientais, foram projetadas sem reservatórios de regularização, sendo denominadas usinas a fio d'água. É o caso de grandes projetos estruturantes, como as Usinas Hidrelétricas (UHE) de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte. As três juntas somam mais de 18 GW de potência instalada e se situam na região Norte do país. Essas mudanças exigirão maior armazenamento de água nos grandes reservatórios, principalmente da região Sudeste, onde está localizada a maior capacidade de armazenamento do SIN. De qualquer forma, é esperada uma perda de capacidade de regularização do sistema, plurianual até os anos 1990 e que atualmente não passa de seis meses.

Além disso, várias usinas eólicas entrarão em operação nos próximos anos (13 GW até 2018, de acordo com os resultados dos leilões de energia). Tais empreendimentos têm características

Figura 5:
Efeito seguro
das térmicas



parecidas com as das UHE, a fio d'água, pelo fato de não permitirem armazenamento de energia. A intermitência do regime eólico é outro desafio a ser superado pelo ONS. Por outro lado, alguns autores afirmam que existe uma complementaridade perfeita entre as gerações eólica e hidráulica, mas isso ainda não pode ser comprovado devido à pouca capacidade instalada de energia dos ventos. É possível que o ONS precise de complementar a geração com mais geração termelétrica.

Há outros desafios por vir na operação do SIN. Um de-

les poderá ocorrer no caso de a energia solar se tornar comercial no Brasil. Tal tecnologia também apresenta como característica a intermitência, além de só estar disponível quando há luz solar. O aproveitamento solar, a partir de placas fotovoltaicas, combinado com o desenvolvimento dos *smart grids*, poderá também representar um ponto de ruptura no planejamento da operação, e os técnicos deverão estar preparados para isso.

Comercialização de energia

No Brasil, o mercado de energia é composto de dois ambientes de contratação: um livre e outro regulado, conforme ilustrado na figura 6.

O mercado regulado é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Trata-se de um *pool* (*single-buyer model*) formado pelas distribuidoras que compram energia a partir de leilões organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o agente regulador do setor. No ACR, além de todas as distribuidoras, participam os geradores, possuidores de concessão de serviço público, e os produtores independentes (incluindo os autoprodutores) com excedentes de energia. O ACR é um ambiente de tarifa regulada, no qual toda contratação de energia é administrada de maneira centralizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável também pela contabilização e liquidação de diferenças contratuais no curto prazo.

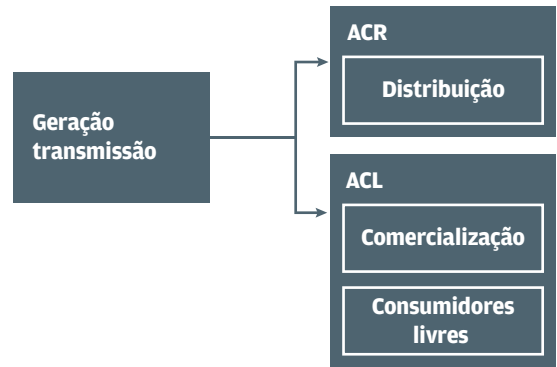


Figura 6:
Ambientes de
contratação

Fonte: Pereira
Jr. (2005).

Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os contratos para o atendimento aos consumidores livres¹ são livremente negociados entre as partes. Hoje, o ACL representa cerca de 30% do mercado.

Tanto as distribuidoras, que atendem ao mercado cativo, quanto os consumidores livres têm de comprovar contratação de 100% das respectivas demandas. Para isso, pode ser contabilizada a energia elétrica:

- Contratada nos leilões de compra de energia elétrica de empreendimentos existentes ou novos;
- Contratada nos leilões de ajuste (máximo, 1% da carga contratada);
- Proveniente de Itaipu Binacional (para Sul e Sudeste);
- Proveniente do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa);
- Proveniente de geração distribuída (máximo, 10% da carga),

1. Os consumidores livres são empresas com demanda superior a 3 MW.

contratada pelo, no máximo, Valor de Referência (VR), que reflete a média dos preços da energia negociada nos leilões.

Ocorre que, em determinados momentos, o consumo de energia supera os contratos, e essa diferença não contratada tem de ser coberta, conforme ilustra a **figura 7**. Essa liquidação é feita em ambos os mercados, livre e regulado, já que todo consumo tem de contratar 100% de sua demanda. Nesse caso, não há uma negociação entre produtores e consumidores, sendo a energia liquidada por um Preço de Liquidação de Diferença (PLD).² Esse preço é determinado pela CCEE, o qual reflete o Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema, porém limitado a um valor mínimo e a um máximo.

No modelo regulatório atualmente em vigor, a geração somente continua competitiva na medida em que os geradores podem vender a energia que produzem para o conjunto dos distribuidores, por meio de leilões; para a contratação regular de ajuste;³ para a constituição de reserva;⁴ para os consumidores livres; e para os comercializadores, com o objetivo de atender aos consumidores livres.

E, para comercializar essa energia, os geradores poderão contar com dois tipos de contratos: os de quantidade e os de disponibilidade de energia. Nos primeiros, os riscos são assumidos pelos geradores, por conta das possíveis diferenças contratuais de curto prazo e que não ocorrem nos contratos de disponibilidade, nos quais o risco é totalmente transferido para os compradores.

Na verdade, a competição entre os geradores ocorrerá no momento das licitações promovidas pela Aneel. Os investidores, então, apresentaram propostas de preços de energia para as usinas incluídas na lista de projetos divulgados pelo Ministério das Minas e Energia (MME), escolhida com base nos estudos da Empresa de Pesquisa de Energia

2. O PLD é calculado semanalmente em R\$/MWh em base *ex-ante* (considera informações previstas de disponibilidade de geração, vazões afluentes e carga) para os três níveis de patamares de carga e para cada um dos quatro submercados.

3. Contrato para atendimento às necessidades superiores aos limites fixados nos contratos de energia, no CCEE (leilões de ajuste).

4. Energia contratada de forma preventiva para restaurar os níveis adequados de segurança de suprimento (leilões de energia de reserva).

(EPE), instituição criada para respaldar tecnicamente o MME, na função de executor do planejamento energético. Vence o licitante que propuser a menor tarifa pela energia disponível do projeto.

Os leilões são organizados pela CCEE para contratos de longo prazo, que variam de 15 a 35 anos, dependendo do tipo de usina. As hidrelétricas normalmente negociam os maiores prazos. A contratação é feita com três (A-3) ou cinco anos (A-5) de antecedência da entrada em operação das usinas. Esse tempo também varia com o tipo da usina, conforme ilustra a **figura 8**.

Como o SIN é predominantemente hidrelétrico, a negociação de energia envolve o risco da variabilidade e da imprevisibilidade hidrológica, refletida nos preços. Na contratação regulada, os riscos hidrológicos são assumidos conforme as seguintes modalidades contratuais:

- Pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia;
- Pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, nos Contratos de Disponibilidade de Energia.

Os contratos de quantidade são firmados com as hidrelétricas, que podem se comprometer com determinado volume de energia pelo fato de as usinas compartilharem os riscos hidrológicos pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Neles, há transferências de energia entre as usinas, de maneira a não ficarem expostas às variações do PLD. As usinas termelétricas, por outro lado, fazem contratos de disponibilidade pelo fato de desempenharem um papel de complementação da geração hidrelétrica. Nesse caso o risco é assumido pelas distribuidoras.

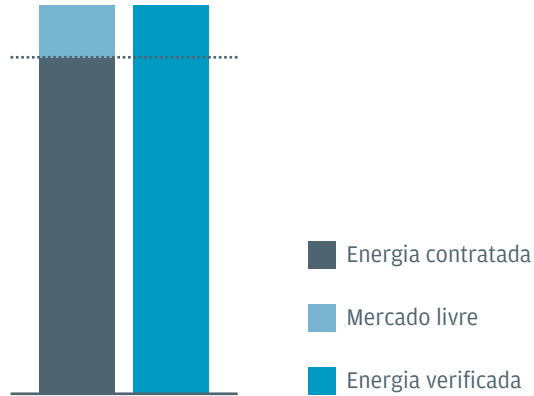
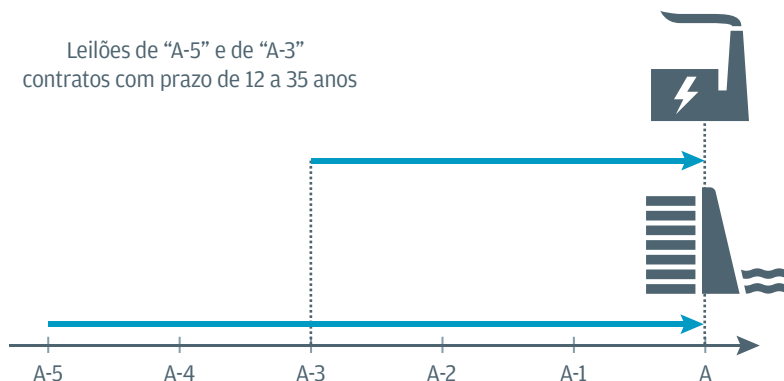


Figura 7:
Mercado livre

Fonte: EPE.

Figura 8:
Leilões de
energia nova

Fonte: EPE.



Os contratos com as usinas eólicas são de disponibilidade. No entanto, elas não complementam a geração hidrelétrica como uma usina a gás natural, nem podem compartilhar os riscos da intermitência dos ventos com outras usinas similares. O risco, nesse caso, é assumido pelas distribuidoras e pode se refletir nas tarifas, em caso de ocorrência de regimes de ventos abaixo do previsto.

Para negociar energia no ACR ou no ACL, a usina deve obter um certificado de garantia física, que atesta quanta energia o empreendimento pode produzir. A garantia física das usinas é obtida a partir de um rateio da carga crítica do SIN, que define a quantidade máxima de energia que o sistema pode suprir a critérios econômicos e de segurança do suprimento. Já a carga crítica do SIN é obtida por meio de simulações com o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes, o Newave, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). O critério econômico considerado no cálculo é o da igualdade entre os custos marginais de operação (CMO) e de expansão (CME), que estabelece que se deve expandir a capacidade do sistema quando o CMO for maior ou igual ao CME, considerando um risco máximo de déficit de 5% do mercado, que por sua vez constitui o critério de segurança do suprimento.

O resultado obtido nas simulações do Newave é rateado entre dois blocos de energia: o hidráulico (EH) e o térmico (ET). A energia que corresponde ao bloco hidráulico é dividida proporcionalmente entre as usinas hidrelétricas (UHE), em função de suas respectivas energias firmes. A do bloco térmico, por sua vez, é atribuída a

cada usina térmica (UTE) em função da sua geração resultante da simulação do Newave, sendo os eventuais excedentes rateados em função de suas disponibilidades máximas.

Na simulação estática do Newave, são considerados todos os empreendimentos da configuração de referência por um período de cinco anos. É considerado também um período estático inicial de 10 anos, de maneira a eliminar a influência das condições de partida, como os níveis de armazenamento. Para a estabilização da função de custo futuro, no fim do horizonte de simulação é considerado um período adicional de cinco anos (estático final).

A garantia física do SIN, ou a carga crítica, é então calculada a partir de um processo iterativo em que se ajusta a oferta total para um critério preestabelecido (risco 5%, CMO=CME etc.). Nesse procedimento, pode-se variar livremente a oferta conjunta. Deve-se, entretanto, manter uma proporção fixa entre a geração dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste/Acre-Rondônia, assim como entre os subsistemas Norte/Manaus e Nordeste.

Obtida a carga crítica, são procedidos os cálculos dos blocos hidráulico e térmico. Para isso,

devem-se determinar os Fatores Hidrelétricos (FH) e Termelétricos (FT), as proporções relativas ao EH e ET. Essas ponderações são feitas em função do CMO resultante das simulações do Newave, conforme pode ser visto nas equações ao lado: em que NS é número de subsistemas; NM é número de meses; NA é número de anos; NSS é o número de séries sintéticas; CCRIT é a carga crítica; GH é geração hidráulica total; e GT é a geração térmica total.

Obtido o certificado de garantia física, o empreendimento

$$EH = FH \cdot \sum_{i=1}^{NS} CCRIT_i$$

$$FH = \frac{\sum_{i=11}^{NS} \sum_{j=1}^{NM} \sum_{k=11}^{NA} \sum_{v=1}^{NSS} GH_{i,j,k,v} \cdot CMO_{i,j,k,v}}{\sum_{i=11}^{NS} \sum_{j=1}^{NM} \sum_{k=11}^{NA} \sum_{v=1}^{NSS} \left[GH_{i,j,k,v} + \sum_{i=1}^{NT} GT_i \right] \cdot CMO_{i,j,k,v}}$$

$$ET = FT \cdot \sum_{i=1}^{NS} CCRIT_i$$

$$FH = \frac{\sum_{i=11}^{NS} \sum_{j=1}^{NM} \sum_{k=11}^{NA} \sum_{v=1}^{NSS} GT_{i,j,k,v} \cdot CMO_{i,j,k,v}}{\sum_{i=11}^{NS} \sum_{j=1}^{NM} \sum_{k=11}^{NA} \sum_{v=1}^{NSS} \left[GH_{i,j,k,v} + \sum_{i=1}^{NT} GT_i \right] \cdot CMO_{i,j,k,v}}$$

está autorizado a negociar energia no mercado livre ou nos leilões. Nesse último caso, é necessário que se calcule o Índice de Custo Benefício (R\$/MWh) – ICB, definido como a razão entre o custo total e o benefício energético. Esse valor permite que se identifiquem as usinas que geram energia pela menor tarifa.

O ICB pode ser calculado em base mensal ou anual, do seguinte modo:

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curto prazo})}{\text{Garantia Física}}$$

A parcela Custos Fixos – CF (em R\$/ano) representa a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento. Nela, são incluídos os custos socioambientais, os juros durante a construção e a remuneração do investimento. São considerados também todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, como o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa (*take or pay* e *ship or pay*), o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) etc.

A parcela Custo Variável de Operação – COP (em R\$/ano) é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível *take or pay*) e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos custos marginais de operação (CMO) futuros observados no SIN. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória, cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses, utilizando-se uma amostra com 2 mil cenários de afluições futuras ao SIN.

A parcela Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), em R\$/ano, resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Essa parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no Custo Marginal de Operação (CMO), sem os limites de piso e teto impostos ao PLD.

O denominador Garantia Física (GF) corresponde à Energia Assegurada (em MWmédio) do empreendimento de geração e também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M, conforme declarados pelo empreendedor.

No caso de um empreendimento em que apenas uma fração (x) da Energia Assegurada seja destinada ao ACR, o restante, reservado para uso próprio ou para comercialização no ACL, o índice ICB será calculado admitindo-se que todas as parcelas de custo e de benefício definidas variem proporcionalmente à fração de energia assegurada destinada ao ACR.

Nesse caso, o índice ICB pode ser redefinido da seguinte maneira:

$$ICB = \frac{x.CF}{x.GF} + \frac{x.[COP + CEC]}{x.GF}$$

Reinterpretando o numerador e o denominador do primeiro termo e observando que o fator x se cancela no segundo, pode-se, então, escrever:

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + \frac{COP + CEC}{8760.GF}$$

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + K$$

Em que: RF é a Receita Fixa requerida pelo empreendedor, relativa à Quantidade de Lotes (QL) ofertada ao ACR, em R\$/ano (igual a x.CF); QL é a Quantidade de Lotes (de 1 MWmédio) ofertada ao ACR limitada a GF (igual a x.GF); e K é a parcela invariante do índice, em R\$/MWh, destinada à cobertura dos custos variáveis de operação e custos econômicos no mercado de curto prazo, calculada para o empreendimento como um todo (válido para qualquer valor de x).

Dessa forma, durante o processo de leilão de energia proveniente de novos empreendimentos, o índice ICB será calculado com base nos valores de RF e QL submetidos pelo empreendedor na ocasião e no valor da parcela K relativa ao novo empreendi-

mento, calculada antecipadamente pela EPE a partir dos dados fornecidos pelos empreendedores.

O índice ICB, assim calculado, possibilita a correta comparação de projetos termelétricos para qualquer valor de fração x , no intervalo $0 \leq x \leq 1$. O edital de licitação poderá, no entanto, definir um percentual mínimo de GF destinado à comercialização no ACR (valor mínimo para x).

Os leilões de energia no Brasil foram bem-sucedidos na atração de investimentos para expansão do parque de geração de energia elétrica. Entretanto, quando o modelo foi concebido, não foi considerada uma modalidade que se adequasse às características das usinas eólicas (que já se mostram competitivas) e das solares, que ainda não estão em estágio comercial, mas vêm reduzindo significativamente seus custos nos últimos anos.

Os leilões são genéricos, no sentido de que todas as fontes competem entre si, com exceção das hidrelétricas. Além disso, também os leilões não diferenciam as regiões nas quais os empreendimentos serão construídos. Tal fato pode causar problemas operacionais, uma vez que uma localização inadequada pode prejudicar a complementação da geração hidrelétrica. Assim, no futuro, seria importante incluir nos leilões componentes que contemplem sinais locais, para que a expansão do sistema contribua efetivamente para a otimização dos SIN.

Tendência de expansão

No Brasil, o planejamento da expansão é feito pela EPE. Dada a complexidade do SIN, os estudos são realizados para três horizontes de tempo diferentes: longo, médio e curto prazos.

Nos estudos em longo prazo, foram apresentadas visões estratégicas para o setor de energia até trinta anos à frente. Nesse sentido, são analisados os recursos energéticos de que o país pode lançar mão ao longo desse tempo. Na prática, por conta da prioridade na expansão das hidrelétricas, verifica-se quando o potencial hidráu-

lico se esgotará, de forma a planejar a exploração de outras fontes com a antecedência adequada. Além disso, a matriz energética nacional é projetada para analisar a produção e os diferentes usos de energia na economia. Normalmente, os estudos em longo prazo são publicados a cada cinco anos. O último foi o Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, lançado em 2007 pela EPE.

Os estudos em mais longo prazo servem sempre de referência para os de mais curto. Também os resultados do planejamento em longo prazo são utilizados para os em médio prazo, cujo horizonte de tempo é de 15 anos. São analisadas, principalmente, a expansão de grandes empreendimentos hidrelétricos e a forma de escoamento da energia pelas linhas de transmissão, visto que tais projetos situam-se distantes dos grandes centros consumidores.

Por fim, os estudos em curto prazo traçam um cronograma de obras para as usinas já negociadas nos leilões e fornecem um panorama das hidrelétricas em estágio avançado no desenvolvimento do projeto básico que lhes permite entrar em operação em dez anos. Além disso, são avaliados empreendimentos adequados para complementar as hidrelétricas que, como afirmado anteriormente, são prioritárias na expansão do SIN. Esse planejamento não é determinante (exceto para a transmissão), mas dá uma boa indicação sobre a evolução do SIN, principalmente para os potenciais investidores. O Plano Decenal de Energia (PDE), como é denominado, é publicado anualmente pela EPE.

O problema do planejamento da expansão pode ser representado a partir de um modelo que determina um cronograma de investimentos para o horizonte de tempo considerado no planejamento, segundo uma demanda de energia projetada exogenamente para o estudo⁵ e um conjunto de projetos candidatos de geração e de transmissão. O modelo pode ser formulado como o seguinte problema de otimização:

5. No Brasil, as distribuidoras de energia informam as próprias projeções de demanda cinco anos à frente e, com base nessas informações, são feitos leilões de energia para o atendimento da referida demanda.

$$\begin{array}{l} \text{Min } z = I(x) + O(x) \\ \text{s/a } x \in X \end{array}$$

Em que: x representa o vetor de decisões de investimento ao longo do período de estudo; $I(x)$ representa o valor presente dos custos de investimento resultante da decisão x ; e $O(x)$ representa o valor presente dos custos de operação, resultante da decisão x .

O valor da função objetivo z pode, então, ser interpretado como o Valor Atual do Custo Total da expansão, com $x \in X$ representando o conjunto de restrições nas variáveis de investimento, de operação e de atendimento da demanda.

Trata-se de um problema dinâmico de programação linear inteira mista de grande porte. A função objetivo do problema é composta de uma parte fixa, $I(x)$, o custo de investimento, e uma variável, o custo de operação, $O(x)$. Essa última varia positivamente com o aumento da demanda, visto que os recursos para a geração são utilizados em ordem crescente de custo.

Os resultados do planejamento, com base na metodologia apresentada, apontam para a expansão das hidrelétricas, pois elas são mais competitivas do que as outras fontes. Entretanto, do potencial hidráulico remanescente inventariado, uma parte importante se localiza na Região Amazônica e no Cerrado (ver [figura 9](#)), onde a questão ambiental é bastante sensível. Por isso, as novas usinas hidrelétricas estão sendo projetadas para minimizar os impactos ambientais. Muitas delas sem reservatório de regularização (ou seja, a fio d'água), de forma a reduzir a área alagada.

Tal fator faz com que a capacidade de regularização do sistema (que representa a capacidade máxima do conjunto dos reservatórios sobre a demanda máxima) seja drasticamente reduzida, como se pode notar na [figura 10](#).

Esse quadro pode favorecer a expansão das usinas termelétricas, fazendo com que o país perca a grande vantagem comparativa de ter um sistema com predominância de fontes renováveis, que emita poucos gases de efeito estufa (GEE).

No entanto, o Brasil vem dando sinais de comprometimento com o combate às mudanças climáticas. Foi instituído por meio da

Lei 10.438, de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa). Tal iniciativa, baseada em um mecanismo *feed in*, com tarifa predefinida por um período de 20 anos, teve como objetivos principais a diversificação das fontes de geração de energia elétrica, de forma a aumentar a segurança no abastecimento; a valorização das características e potencialidades regionais e locais, com criação de emprego, capacitação e formação de mão de obra; e redução das emissões de gases de efeito estufa. Para isso, estabeleceu-se como meta até o final do ano de 2006,⁶ em uma primeira fase, a implantação de 3.300 MW de capacidade instalada de centrais eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), igualmente divididas entre as referidas fontes.

Outra maneira encontrada pelo governo para incentivar as fontes renováveis foi por meio de Leilões de Energia de Reserva (LER), mecanismo criado para recompor a garantia física (lastro energético) do Sistema Interligado Nacional (SIN). O LER não se destina, portanto, a favorecer nenhuma fonte específica. Porém, em 2008, foi montado pela primeira vez com foco em biomassa, obtendo resultado bastante positivo. Assim, o mesmo mecanismo foi aplicado à eólica em 2009, sendo também bem-sucedido. Também foi proposto um arranjo para repartir os custos de conexão entre diversas usinas eólicas, denominado Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG).

Adicionalmente, em novembro de 2009, o presidente da República anunciou expressivo compromisso de redução voluntária de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Por esse compromisso, o país deverá reduzir entre 36,1% e 38,9% as emissões estimadas para 2020. As ações de abatimento propostas preveem iniciativas nas áreas de uso da terra, agropecuária, energia e siderurgia. Em termos absolutos, estima-se uma redução de cerca de 1 bilhão de toneladas de CO₂ equivalente, em 2020.

Para o setor de energia, a redução poderá ser de 6,1 a 7,7%, com foco em ações de eficiência energética, incremento no uso de bio-

6. A meta fora postergada inicialmente para dezembro de 2008 e depois para dezembro de 2010.



Figura 9:
Potencial
hidrelétrico

Fonte: EPE.

mária de energia, e por outras fontes renováveis, que vêm recebendo bastante incentivo por parte do governo.

combustíveis, expansão da oferta de energia por hidrelétricas, bioeletricidade e energia eólica. Em 2012, a Aneel também publicou a resolução 482, que institui um mecanismo de compensação energética (parecido com um *net metering*) para incentivar a micro e minigeração distribuída, favorecendo a difusão do uso da energia solar fotovoltaica.

Assim, vislumbra-se, em um horizonte em longo prazo uma redução no ritmo de expansão das hidrelétricas até 2030, sendo compensada pelas termelétricas, dependendo da competitividade e disponibilidade da fonte pri-

Considerações finais

Neste capítulo foi descrito um panorama da operação e das comercializações de energia no setor elétrico brasileiro, além das tendências de expansão.

O sistema é bastante complexo, mas foram desenvolvidas ferramentas computacionais robustas, capazes de lidar com as características específicas do SIN e que otimizam a operação, permitindo o aproveitamento da complementaridade hidrológica, de diferentes regiões e da complementaridade de térmica. Entretanto, novas tecnologias estão sendo desenvolvidas e vão representar novos desafios para o setor. Entre elas, podem-se citar as novas fontes renováveis (eólicas e solar) e a geração dis-

tribuída que pode ser beneficiada com o desenvolvimento das redes inteligentes (*smart grids*).

Em relação à comercialização, foi desenvolvido um quadro regulatório que criou um ambiente adequado para novos investimentos no setor, garantindo a expansão do sistema no mesmo ritmo da evolução da demanda. O modelo adotado, entretanto, não foi pensado para as novas fontes renováveis e precisará passar por adaptação para que tais fontes não representem prejuízo às distribuidoras devido à modalidade de contrato firmada para essas tecnologias.

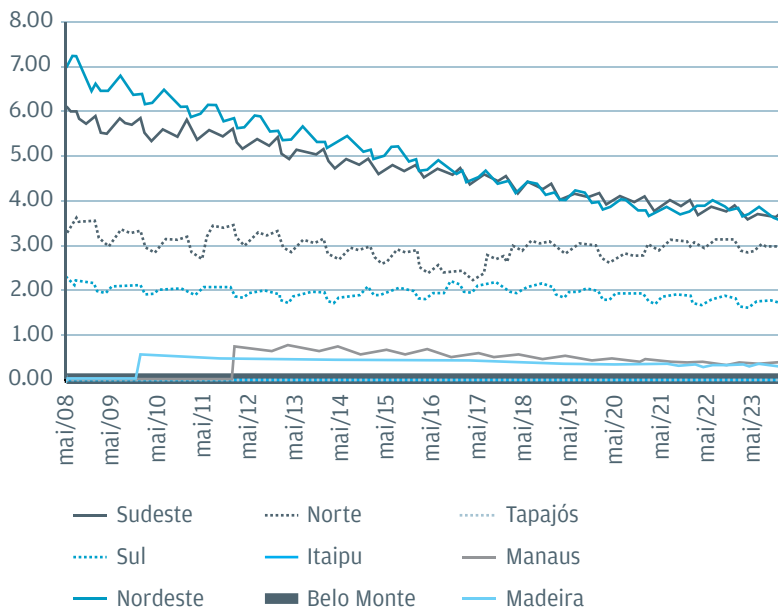


Figura 10:
Capacidade de regularização

Fonte: EPE.

Referências

- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro: EPE, 2007.
- _____. *Plano Decenal de Energia 2022*. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
- D'ARAUJO, R. P. *O setor elétrico brasileiro – Uma aventura mercantil*. Brasília: Confea, 2009.
- PEREIRA JR., A. O. *Operação independente por subsistemas: Comportamento estratégico para a geração no sistema elétrico brasileiro*. Tese (Doutorado). PPE/Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

Perspectivas regulatórias no mercado de eletricidade

12.

Isabel Soares

O setor elétrico mundial está sofrendo transformações e enfrentando desafios técnicos, financeiros e econômicos muito complexos. Tais desafios estão relacionados com a inclusão da componente ambiental nas políticas públicas e na consciência dos cidadãos, com a geração renovável dispersa e intermitente e seu impacto sobre a gestão do sistema e com a frequente incerteza regulatória que introduz sério risco para os investidores do setor.

Neste capítulo, propomos uma leitura crítica da experiência empírica internacional relativa ao mercado elétrico, bem como dos modelos regulatórios mais divulgados. Sendo as integrações das energias renováveis e das redes inteligentes os maiores desafios que, técnica e economicamente, o mercado elétrico enfrenta, apresentamos uma visão crítica da realidade e perspectivas.

Na sequência da vaga de liberalização dos anos 1980, o setor elétrico mundial vem sofrendo transformações e enfrentando desafios técnicos, financeiros e econômicos muito complexos. Essa transformação está ligada à inclusão da componente ambiental nas políticas públicas e na consciência dos cidadãos, à geração renovável dispersa e intermitente e seu impacto sobre a gestão do sistema, além da frequente incerteza regulatória que introduz um risco adicional para os investidores do setor.

A liberalização e a desverticalização da cadeia de valor da indústria também acabaram provocando uma corrida do capital financeiro às *utilities* de eletricidade e/ou aquisições, visando prioritariamente a rentabilidade financeira. Uma das consequências desse movimento traduziu-se na mudança da ótica do longo para o curto/médio prazos, num setor altamente intensivo em capital, com evidentes características de irreversibilidade e de longa vida econômica do investimentos, o que tem gerado novos problemas de segurança de abastecimento e de qualidade do serviço, entre outros. A partir de 2008, a crise financeira passou a exercer pressão sobre a procura e, por consequência, sobre o preço da energia elétrica.

Não surpreende, portanto, que a regulação do mercado de energia elétrica tenha atingido, nos últimos anos, um novo patamar de complexidade. Em economias cada vez mais abertas e interligadas, modelos regulatórios diferentes podem causar efeitos surpreendentes sobre questões cruciais, tais como o planejamento estratégico de longo prazo, funcionamento dos mercados e as relações com investidores. Por essas razões, justifica-se que a regulação, além da conformidade jurídica, constitua o principal fator de risco para as empresas do setor.

De fato, muito mudou desde que Alfred Kahn publicou os dois volumes de *A economia da regulação*, o primeiro em 1970, e o segundo, em 1971: desde a evolução e a diversidade de tecnologias disponíveis às correntes ideológicas dominantes, passando pelos diversos objetivos, eventualmente incompatíveis, que se desejam atingir com a regulação econômica. A realidade empírica internacional permite apenas constatar uma tendência que parece resistir à mudança observada nas indústrias de rede desde os anos 1970: a articulação entre segmentos regulados e não regulados (competitivos) (JOSKOW, 2008a).

Na mesma linha de pensamento, convém também não esquecer que a criação de agências reguladoras nacionais independentes constitui uma opção política despoletada pelos processos de liberalização setorial, no sentido de assegurar a eficiência do mercado em casos de concorrência imperfeita e de proteger os interesses

dos consumidores. As agências reguladoras nacionais devem ser configuradas de acordo com o contexto em que se inserem, e sua evolução deve estar de acordo com esse princípio. Contudo, para atingir os objetivos da regulação econômica – criação de um sistema de incentivos e de penalizações visando a tradução efetiva dos benefícios da concorrência, em termos de preços ao consumidor, de qualidade de serviço, de investimento e de proteção do consumidor –, é fundamental que seja estabelecida uma divisão clara entre as responsabilidades do governo e as do regulador. Portanto, no centro do debate atual, a questão da independência do regulador face ao poder político ganhou novo alento.

A regulação econômica das indústrias de rede e, em especial, do setor elétrico desempenha também um papel fundamental na definição e na monitorização das condições em que os investimentos são feitos. Não é possível promover os interesses de longo prazo dos consumidores sem investimentos eficientes. Mas também não podemos esquecer que a regulação econômica se traduz em custos sobre as empresas, que tendem a ser passados para o consumidor final. Mais um desafio para o regulador, que deverá equilibrar a balança entre os custos e os benefícios que recaem sobre o consumidor final.

A regulação é realizada por entidades externas às empresas reguladas e não diretamente pelo Estado. Assim, a determinação correta dos custos marginais em longo prazo e, por consequência, da remuneração dessas empresas, torna-se muito mais difícil. De fato, ao longo do processo regulatório, existe uma nítida assimetria de informação entre a empresa regulada e a entidade reguladora. Ora, essa assimetria nunca é totalmente eliminada, mesmo quando o regulador tem poderes e atribuições legais para tal. Ou seja, são a experiência e a qualidade/capacidade interna de avaliação do regulador que irão permitir ultrapassar ou, ao menos, amenizar esse problema.

Breve *survey* crítico dos principais modelos regulatórios

A regulação por remuneração dos capitais empregados, forma clássica usada pelas primeiras entidades reguladoras e ainda existente em alguns casos, contornou os problemas decorrentes da determinação dos custos marginais, na medida em que foi estabelecido o nível de remuneração permitido à empresa regulada, que pode, portanto, livremente, determinar seus preços, desde que os decorrentes proveitos não superem a taxa justa de remuneração.

O objetivo desse modelo seria encontrar um compromisso entre a determinação de preços eficientes, na aceitação do termo na alocação, e a capacidade do regulador em definir esses preços. Idealmente, os custos marginais em longo prazo variam com eles próprios, já que são os únicos preços responsáveis pela produção adicional, tal como menciona Kahn (1970).

Sendo a aplicação prática desse princípio muito difícil, tanto em termos do ajustamento dos preços aos custos ao longo do tempo quanto às definições da taxa de remuneração e do capital remunerado, é comum recorrer a alternativas. Por um lado, o ajustamento dos custos ao longo do tempo é substituído pela cobertura dos custos a serem remunerados a uma taxa constante, para um período quase arbitrário, sendo o nível de custos uma estimativa dos custos marginais em longo prazo. A solução ótima seria que os preços variassem de acordo com a demanda: em períodos de fraca demanda, os preços se aproximariam dos custos marginais em curto prazo, e nos de forte demanda, seriam maiores que os custos totais, permitindo recuperar as perdas dos outros períodos.

Por outro lado, os capitais remunerados corresponderiam aos custos de substituição dos ativos investidos, não aos custos históricos (KAHN, 1970). Quando utilizados, verifica-se um impacto negativo sobre o mercado. Na medida em que induzirão uma avaliação incorreta do capital, beneficiam-se os agentes de mercado com investimentos mais antigos, e é frequente uma evolução dos preços em contraciclo da dos custos dos *inputs*. As consequências da utilização dos custos históricos só não são tão graves em casos muito

específicos, nomeadamente quando a demanda é pouco elástica e/ou a taxa de inflação se mantém baixa.

Adicionalmente, a aplicação dos custos marginais de longo prazo, no sentido estrito do termo, impõe dificuldades ao regulador na determinação do custo de capital da empresa regulada, pois o valor do custo de capital para o período de planeamento é muito difícil de determinar. As críticas crescentes ao modelo, das quais se destaca a de Averch e Johnson (1962), levaram à adoção de um novo modelo regulatório proposto por Stephen Littlechild em 1980: o *price cap*. Nesse tipo de regulação, há um ajustamento dos preços do operador por um índice que traduz a taxa de inflação da economia, a capacidade do mesmo operador de ter ganhos de eficiência em relação à “empresa média” da economia em causa e a inflação nos preços dos *inputs* do operador por comparação com a “empresa média” dessa economia. Aliás, a regulação *revenue cap* é semelhante só no que incide sobre o rendimento, não sobre os preços.

O modelo de *price cap* é nada mais do que um contrato entre a empresa regulada e o regulador, de acordo com o qual são fixados preços máximos (ou um arcabouço de preços máximos) que a empresa pode aplicar. O regulador define esses preços considerando diversos fatores externos à empresa regulada: em particular, o nível de proveitos de empresas semelhantes. Se presumirmos que a empresa regulada quer maximizar o lucro, haverá um incentivo para a redução dos custos. O perigo advém da possibilidade de definição incorreta dos preços. Nesse caso, haverá ineficiência de alocação de recursos. Este modelo pode também ter efeitos profundamente negativos se o regulador não fizer uma adequada avaliação dos custos da empresa regulada para a definição eficiente dos preços.

Segundo Vogelsang (2002), uma regulação por incentivos traduz-se no fato de o regulador delegar certas decisões de preços à empresa regulada, e ela poder colher os aumentos de lucros decorrentes da redução de custos. Ou seja, o objetivo é usar a vantagem que a empresa tem em termos de informação e sua

motivação para obter lucro e levar ao aumento da eficiência. Assim, o regulador controla menos o comportamento da empresa, mas passa a controlar os efeitos da recompensa.

Existem evidências empíricas relativas à ligação crítica entre a regulação e as indústrias de rede em geral. Por exemplo: enquanto o modelo de regulação da taxa de retorno ou de regulação por remuneração dos capitais empregados (*rate-of-return regulation*) está normalmente associado ao sobreinvestimento, a regulação por incentivos (*incentive regulation*) pode conduzir a problemas de subinvestimento (ÉGERT, 2009; SOARES e MAGALHÃES, 2012). Porém, a evidência empírica também demonstra que as consequências, quer da *rate-of-return regulation*, quer da regulação por incentivos (*incentive regulation*), fortemente dependem da forma como, na prática, cada modelo é aplicado (SOARES e MAGALHÃES, 2012).

Estamos bem longe do conceito de “desregulação” do mercado elétrico do início do processo de liberalização. Dadas as características específicas da indústria, uma liberalização com sucesso do setor elétrico exige que as diversas vertentes do processo sejam simultâneas: reestruturação, reforma regulatória, desenho do mercado atacadista e do mercado a retalho e desregulação dos segmentos competitivos atacadista e retalhista (JOSKOW, 2008a).

Na segunda parte deste capítulo, apresenta-se uma síntese das lições que podemos retirar dos processos de liberalização do mercado elétrico desde a primeira experiência no Chile, no início dos anos 1980, salientando a importância da qualidade institucional num processo de liberalização efetivo. Na terceira parte, analisa-se a regulação do poder de mercado. Posteriormente, a próxima parte trata da questão da integração e regulação das energias renováveis nos sistemas elétricos, para, em seguida, fazer-se o ponto da situação da implementação das redes inteligentes (*smart grids*). Para concluir, uma perspectiva crítica dos problemas e desafios que atualmente se levantam à regulação do setor elétrico.

A liberalização do setor elétrico: O que aprendemos?

Em nível global, o setor elétrico evoluiu a partir de monopólios verticalmente integrados – geração, transmissão, distribuição e abastecimento retalhista –, públicos ou privados, e restritos a espaços geográficos definidos (regionais ou nacionais), sujeitos à regulação de preços e de entrada como monopólios naturais. A justificação econômica é bem conhecida: economias de escala, custos afundados (*sunk costs*), demanda inelástica; e problemas de coordenação entre os segmentos da geração, da transmissão e da distribuição.

O desenvolvimento tecnológico foi, sem dúvida, um dos principais *drivers* das mudanças ocorridas na indústria de eletricidade, historicamente considerada uma indústria de monopólio natural. Mas não só: as ineficiências generalizadas do sistema, a volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis usados na geração e, em particular, o preço do petróleo, os problemas orçamentais de muitos governos nacionais e as crescentes restrições ambientais podem, todos, ser considerados *drivers* relevantes do processo de reforma do setor. O pensamento neoliberal foi também decisivo na mudança do paradigma de organização do setor, tanto no início, com as experiências do Chile, do Reino Unido e da Argentina, quanto posteriormente.

A evidência empírica

A maior lição que podemos retirar dos 30 anos de liberalização do setor elétrico é que os mercados são extremamente dinâmicos, o que dificulta o papel da regulação e do regulador, tarefa altamente exigente em termos de conhecimentos técnicos, econômicos e financeiros. Tal como afirma Hogan (2009), adaptando ao setor elétrico a frase de Fukuyama (2008), “qualquer falha do regulador traduz-se em custos exorbitantes”.

A evidência empírica internacional também permitiu identificar cinco pontos-chave (**figura 1**) para o sucesso de um modelo

de mercado elétrico competitivo, não esquecendo a separação vertical progressiva implementada nos diversos sistemas.

O acesso de terceiros à rede foi o primeiro fator a ser reconhecido, já que se trata de condição imprescindível para o sucesso da concorrência, mas os restantes são fundamentais para que o processo seja coerente. Um número significativo de agentes de mercado, em particular do lado da oferta, é condição essencial para mitigação do poder de mercado. Contudo, é fundamental ter a consciência de que o caráter capital intensivo e irreversível da atividade de geração inviabiliza, em termos econômico-financeiros, a existência de um número demasiado elevado de empresas geradoras, pelo menos das que possuem um portfólio convencional.

A existência de um Operador do Sistema Independente (*Independent System Operator – ISO*), isto é, a separação da gestão operacional do sistema de transmissão em relação aos comercializadores, à formação dos preços e aos programas de expansão, é outro fator-chave. No caso europeu, por exemplo, o ISO é apenas um dos três modelos alternativos atualmente admitidos para a desverticalização do sistema. Os restantes são: a separação da propriedade dos ativos da empresa de transmissão (*ownership unbundling*) em relação aos outros segmentos da cadeia de valor da eletricidade e o Operador de Transmissão Independente (*Independent Transmission Operator – ITO*), no qual a empresa que detém os ativos de transmissão, embora continue integrada no grupo empresarial, está sujeita a regras e à monitorização estrita por parte do regulador, de modo a garantir uma separação efetiva de funções e de gestão.

Um elevado número de agentes é também essencial em termos de mitigação do poder de mercado, típico do oligopólio. Não obstante, trata-se de uma questão muito delicada, dadas as características do setor, como veremos adiante.

A progressiva elegibilidade dos consumidores em termos de acesso ao mercado não regulado também é um fator muito positivo não só pelo acesso a mais benefícios da liberalização, mas porque essa progressividade tem permitido uma valiosa aprendizagem

de todos os agentes e do próprio regulador sobre o funcionamento do sistema.

Finalmente, a capacidade de resposta da demanda decorre da forma como os preços são determinados, o que implica a exposição dos consumidores à volatilidade do mercado *spot*, e isso acaba por incentivar a reação dessa demanda (ROSENZWEIG, 2003).

Em síntese, a evidência empírica disponível em 2014 permite-nos concluir que a concorrência introduzida em alguns segmentos do setor elétrico ainda é muito imperfeita, apesar das políticas públicas e dos modelos regulatórios existentes. Na base desse problema estão a dimensão e as características dos investimentos e o consequente nível de risco. Também a captura, mesmo parcial, das entidades reguladoras, ou sua politização, revelam-se cruciais, na medida em que podem comprometer a prossecução de um processo de liberalização coerente e consistente.

Por fim, a questão da qualidade institucional surge como outro fator que garante ou pode enviesar a liberalização do setor. As instituições são fundamentais para a implementação da economia de mercado, nomeadamente no nível do enquadramento jurídico. Foi a definição de um sistema claro e estável de direitos de propriedade que ajudou os países ocidentais nas reformas liberais. Sem ela, não existiria incentivo nem para a acumulação de capital nem para a inovação (RODRIK, 2000). A menor qualidade institucional traduz-se na redução do nível de abertura do mercado à concorrência, permitindo que grandes incumbentes levanten barreiras à entrada, inclusive a de agentes inovadores.

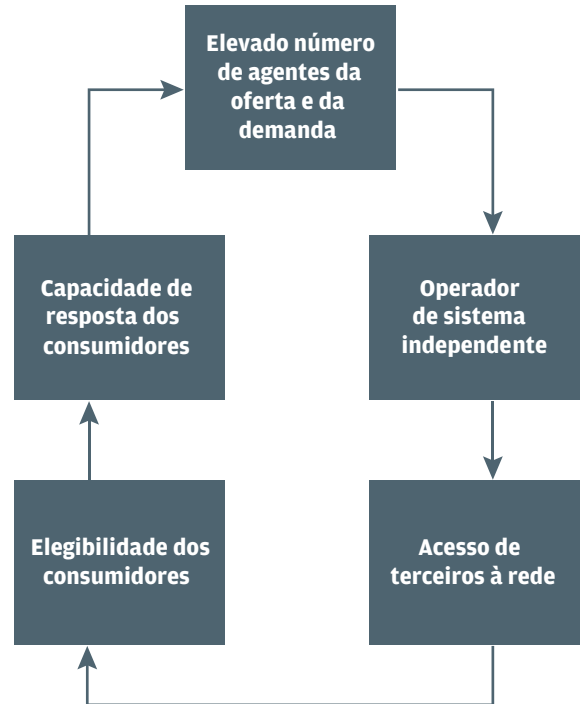


Figura 1:
Fatores de sucesso
da liberalização
do setor elétrico

O poder de mercado

Desde a primeira experiência de reorganização e liberalização do setor elétrico no Chile, em 1982, um dos mais sérios problemas que o mercado de eletricidade tem apresentado de forma recorrente é o poder de mercado de grandes incumbentes. No caso chileno, o desenho de mercado e o enquadramento regulatório não acautelaram devidamente o problema, sofrendo as consequências negativas da insuficiência de concorrência. Apesar disso, é legítimo reconhecer que a reforma chilena trouxe, entre outros, o benefício da racionalidade e da transparência na formação dos preços, um dos objetivos fundamentais da liberalização dos mercados.

Problemas graves com origem no poder de mercado de incumbentes vêm sendo ciclicamente observados, desde o caso da Califórnia, ao mercado da Península Ibérica e até no bem organizado mercado de eletricidade dos países do Norte da Europa (*Nordpool*).

Curto e longo prazos

Uma empresa que exerce poder de mercado, em oposição a uma *price taking*, define as quantidades produzidas e/ou os preços aos quais pretende vender sua produção de forma a influenciar o preço de mercado, por meio da retenção da produção na margem ou aumento do preço ao qual está disposta a vender a produção marginal. Naturalmente, ao adotar quaisquer dessas estratégias, a empresa corre o risco de diminuir as vendas, mas só assim poderá subir o preço ao qual venderá a produção.

A ideia-base do poder de mercado é bastante simples: em um mercado em que toda a produção é vendida ao mesmo preço, uma empresa que possa influenciar o preço de mercado irá fazê-lo, com o objetivo de aumentar o preço de toda a produção que vender. Essa estratégia será rentável enquanto o aumento dos lucros da empresa, obtido na venda da produção efetuada após a subida do preço de mercado, for maior que as perdas ocorridas, caso as vendas diminuam.

A alteração dos lucros depende das variações dos rendimentos e dos custos de produção, caso a empresa venda menos.

Mais complexa é a situação em que se assiste à colusão de empresas. Porém, mesmo se não se verificar uma colusão explícita, Borenstein (1999) afirma ser possível que algumas cheguem progressivamente a um entendimento de comportamento cooperativo no mercado atacadista: nesse caso, teremos uma colusão tácita.

A probabilidade de ocorrerem situações de exercício do poder de mercado está ligada a dois fatores críticos: por um lado, à elasticidade-preço da demanda, e, por outro, à elasticidade da oferta dos outros produtores com relação às variações de preço.

Existe, portanto, uma clara diferença entre o preço de mercado em um atacadista de eletricidade e o preço que resulta do exercício de poder de mercado. Em um mercado competitivo, nenhuma empresa geradora atua – inclusive nas questões de nível de produção e de preços – com a intenção de afetar o preço de mercado. Em um mercado competitivo, as empresas procuram sempre vender mais uma unidade de produto, desde que o custo marginal seja inferior ao preço.

A questão da durabilidade do poder de mercado, do curto para o longo prazo, é um ponto sensível e que exige grande monitorização e eventual necessidade de intervenção pública. Em um mercado com fracas barreiras à entrada, há a possibilidade de que esse poder seja ameaçado, e mesmo anulado, pelos próprios mecanismos de mercado: os lucros resultantes desse poder vão provavelmente atrair novos entrantes ou incentivar outros incumbentes a expandir sua capacidade produtiva, com o objetivo de ganhar quota de mercado. Porém, se as barreiras à entrada forem fortes, por exemplo, se o processo de licenciamento e de instalação das novas empresas exigir o cumprimento de várias normas e autorizações, resultando na lentidão excessiva do processo, a intervenção pública será necessária. Uma causa frequente, embora indireta, de fortes barreiras à entrada do mercado é a insuficiência da capacidade de interligação entre mercados geográficos contíguos.

Poder de mercado: Os instrumentos analíticos do regulador

O mercado de eletricidade é, por si só, extremamente sensível a problemas de exercício do poder de mercado. Por um lado, sua grande dimensão e o reduzido número de empresas constituem um fator de risco, além dos objetivos da(s) empresa(s), que pode(m) variar, sejam pública(s) ou privada(s); a organização e estrutura do setor; a elasticidade da demanda; a elasticidade-preço da demanda, praticamente rígida em curto prazo; a demanda inelástica e altamente variável; o grau de barreiras à entrada; a margem de crescimento da produção (restrições de capacidade de curto prazo); o peso dos custos fixos na estrutura de custos das empresas; e, por fim, a capacidade de armazenagem, muito cara ou, na maioria dos casos, quase nula. Por isso, uma diminuição do índice de concentração com base na produção não garante melhores condições de mercado (MARQUES, 2010), haja vista que o grau de concentração é um indicador muito imperfeito, quer da existência efetiva de poder de mercado, quer de sua potencial existência.

Como a intervenção do regulador em questões efetivas ou potenciais sobre poder de mercado são frequentemente feitas por rácios e índices com base no grau de concentração, estamos diante de uma efetiva limitação da capacidade de atuação e de previsão do regulador.

Um dos indicadores mais utilizados é o Índice Herfindhal-Hirschman (IHH), que corresponde à soma do quadrado das quotas de mercado das empresas:

$$IHH_j \equiv \sum_{i=1}^N s_i^2$$

Em que N representa o número total de empresas no mercado, j e S_i são a quota de mercado da empresa i.

O IHH varia entre zero (concorrência perfeita) e 1 (monopólio). A literatura empírica geralmente indica um $IHH < 0.1$ como limite para baixos níveis de concentração, $0.18 \geq IHH \geq 0.1$ para mercados moderadamente concentrados e $IHH > 0.18$ para mercados muito concentrados.

É comum a utilização dessa escala do índice multiplicada por mil. As autoridades regulatórias setoriais usam o nível e a dimensão da variação do IHH para autorizar ou proibir fusões e aquisições. Assim, não deverá haver razões para preocupação em termos de concorrência horizontal num mercado quando o IHH for inferior a mil, após a fusão de empresas.

A título de exemplo, Amador e Soares (2013) revelam que, em 1982, foram definidos os níveis críticos desse indicador para concentração: 0.1, com uma variação de 0.01, e 0.18, com uma variação de 0.005.

Outros indicadores são utilizados correntemente por entidades oficiais nacionais e internacionais como quota de mercado. A Comissão Europeia apresentou seus últimos dados, assumindo a quota de mercado da maior empresa de geração como *proxy* do poder de mercado em diversos países e para diversos anos (figura 2).

Outro indicador é o de Fornecedor Essencial (*Pivotal Supplier Index-PSI*), indicador binário que pode ser calculado por hora, e é expresso por:

$$PSI = I [C_x > \sum_{i=1}^n C_i - \text{Consumo Total}]$$

Em que C_x é a capacidade do potencial fornecedor pivô e a soma de C_i é a capacidade de todos os fornecedores existentes no mercado. A função $I[\cdot]$ é a função indicador, que assume o valor unitário se a expressão " $\cdot$ ", nela contida, for verdadeira.

O PSI considera a demanda além da oferta, procurando saber se determinado produtor (fornecedor pivô) é necessário para satisfazer demanda, isto é, se será possível satisfazê-la sem a contribuição daquele fornecedor. O PSI também pode ser expresso da seguinte forma:

$$PSI = I[\text{Consumo Total} > \sum_{i \neq x} C_i]$$

Em que a soma das capacidades de produção é tomada para todos os geradores independentemente de x . Se o fornecedor C_x for necessário para satisfazer à demanda, será o pivô. Nesse caso, o

índice assume o valor de 1. Se o fornecedor não for o pivô, o índice assume o valor nulo.

É possível também usar o indicador da Demanda Residual. Nesse caso, utilizam-se as mesmas variáveis que no indicador anterior (PSI). A diferença é que, em vez de calcular os períodos horários em que a oferta residual é superior à demanda, determina-se o rácio médio entre a oferta residual e a demanda total.

Apesar dessa informação e desses indicadores, entre outros, serem os mais aplicados pelos reguladores para monitorar a possibilidade de exercício de poder de mercado, estamos diante de instrumentos meramente descritivos (MARQUES, 2010), ou seja, com uma capacidade explicativa limitada.

O poder de mercado pode ser calculado de forma direta pelo Índice de Lerner (1934) ou rácio de *mark-up*, quando os custos de produção são conhecidos pelo regulador. Supondo que uma empresa queira maximizar seu lucro, esse índice traduz-se na diferença entre o preço e o custo marginal, dividido pelo preço. Sendo a condição de primeira ordem do problema de maximização do lucro da empresa representada por:

$$P(Q) + \frac{dP}{dQ}(1+v)q_i = CM(q_i)$$

em que q_i é a produção da empresa i , CM é o custo marginal, Q a produção total, P o preço e $(1+v)$, a variação conjetural comum, que define como uma empresa antecipa a resposta de um concorrente face às alterações na produção (AMADOR e SOARES, 2013).

Contudo, os reguladores sabem que a aplicação do índice de Lerner enfrenta um difícil obstáculo: a rigorosa determinação do custo marginal, apesar de já haver possibilidade de conhecê-lo com razoável segurança para cada tipo de tecnologia, dada a normalização existente. Mas esse problema é particularmente complicado no caso de sistemas com elevada componente hídrica. Nesses casos, a dificuldade é maior porque o custo está ligado ao custo de oportunidade da central hidrelétrica. Este, por sua vez, é equivalente ao custo marginal de produção do conjunto do sistema.

%	1999	2000	2005	2009	2010	2011
Bélgica	92.3	91.1	85.0	77.7	79.1	70.7
Bulgária						
República Tcheca	71.0	69.2	72.0	73.7	73.0	69.4
Dinamarca	40.0	36.0	33.0	47.0	46.0	42.0
Alemanha	28.1	34.0	31.0	26.0	28.4	
Estônia	93.0	91.0	92.0	90.0	89.0	87.0
Irlanda	97.0	97.0	71.0	37.0	34.0	38.0
Eslovênia						
Espanha	51.8	42.4	35.0	32.9	24.0	23.5
França	93.8	90.2	89.1	87.3	86.5	86.0
Itália	71.1	46.7	38.6	29.8	28.0	27.0
Chipre	99.7	99.6	100.0	100.0	100.0	100.0
Letônia	96.5	95.8	92.7	87.0	88.0	86.0
Lituânia	73.7	72.8	70.3	70.9	35.4	24.9
Luxemburgo					85.4	82.0
Hungria	38.9	41.3	38.7	43.1	42.1	44.1
Malta	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Holanda						
Áustria	21.4	32.6				55.3
Polônia	20.8	19.5	18.5	18.1	17.4	17.8
Portugal	57.8	58.5	53.9	52.4	47.2	44.9
Romênia			36.4	29.3	33.6	26.0
Eslovênia			50.1	55.0	56.3	52.4
Eslováquia	83.6	85.1	83.6	81.7	80.9	77.7
Finlândia	26	23.3	23.0	24.5	26.6	25.6
Suécia	52.8	49.5	47.0	44.0	42.0	41.0
Reino Unido	21.0	20.6	20.5	24.5	21.0	45.6

Figura 2:

Quota de mercado do maior produtor de eletricidade da União Europeia

Fonte: European Comission (2013).

Energias renováveis: Desafios regulatórios e problemas de integração

O caráter disperso e intermitente da maioria das fontes de energia renovável vem, por si só, introduzir uma dificuldade a mais na gestão do sistema elétrico. Assim como também vieram causar forte

impacto nos preços finais ao consumidor (e, mesmo indiretamente, no funcionamento do mercado elétrico), os incentivos ao investimento nesse tipo de produção (energia eólica *onshore* e *offshore*; solar fotovoltaica; biomassa; energia das ondas etc.), como ocorre na União Europeia, pioneira da geração renovável intermitente.

O suporte regulatório

Os incentivos ao desenvolvimento das energias renováveis para geração de eletricidade tornaram-se um instrumento fundamental da política de combate às alterações climáticas, pois contribuem com a redução de emissões de gases de efeito estufa. Apesar da evolução tecnológica e da redução progressiva dos preços das tecnologias renováveis, seu custo continua elevado em relação às tecnologias convencionais. Por isso, parece muito difícil conseguir uma participação renovável crescente na geração elétrica sem intervenção regulatória.

Existem dois tipos de apoio às energias renováveis: os sistemas de apoio diretos e os indiretos.

Os sistemas diretos abrangem diversos tipos de apoio, do investimento até os mecanismos de apoio operacional. No primeiro caso, pode haver diversas modalidades: subvenções de capital, isenções fiscais, reduções na compra de bens. O segundo caso compreende subsídios de preços, obrigações, concursos e isenções fiscais à produção.

Os sistemas de apoio indiretos consistem em pagamentos implícitos ou descontos, mas também em instrumentos de apoio institucional, como o apoio financeiro a P&D, a disponibilização, abaixo do custo de infraestruturas ou de serviços e normas de discriminação positiva, como regulação para facilitar o acesso à rede da produção renovável e a prioridade no despacho (no caso europeu), entre outros.

Do ponto de vista internacional, os sistemas diretos despertam mais atenção e têm a maior divulgação. Existem dois tipos de mecanismo: um com base no preço (tarifas *feed in*, prêmios *feed in*,

incentivos fiscais,; incentivos ao investimento), e outro com base na quantidade (padrões de portfólio renovável, leilões competitivos).

Tarifas *feed in*

O objetivo das tarifas *feed in* é garantir aos geradores renováveis determinado preço/MWh. Estas tarifas terão de ser suficientemente altas para garantir a recuperação dos custos de investimento em determinado período, de no mínimo dez anos. Contudo, essa vida útil é, em muitos países, mais longa, podendo mesmo chegar a trinta anos. Dada a significativa experiência internacional com as tarifas *feed in*, atualmente, elas já incorporam diversos *upgrades*, em especial:

- Em alguns casos, a tarifa *feed in* aparece na própria lei; em outros, o mecanismo assume a forma de um contrato com o operador do sistema como contraparte, como acontece na Alemanha (BATTLE et al., 2011);
- Em outros casos, existem tarifas por escalões, em oposição às tarifas planas, em que a remuneração depende essencialmente do tipo de tecnologia (mais comum), mas podendo também atentar para a localização ou a própria dimensão da central renovável. O objetivo é minimizar “o risco de sobrecompensação das centrais com tecnologias eficientes ou economias de escala, proporcionando rendas excessivas e, simultaneamente, reduzindo o custo do apoio ou o peso que incide sobre os consumidores” (BROWN et al., 2009, apud BATTLE et al., 2011);
- As tarifas *feed in* também podem ter uma estrutura constante ou decrescente ao longo da duração do contrato. Em algumas situações, a redução é proporcional ao desempenho da central no primeiro período de forma a mitigar rendas excessivas;
- Outra alternativa é a tarifa regressiva, cuja redução é feita a uma taxa prefixada ou de acordo com a capacidade instalada.

Dada a variabilidade das despesas de longo prazo, e até dos atrasos na instalação das centrais, trata-se de uma modalidade difícil de aplicar corretamente. Ainda no caso da Alemanha, são fixadas taxas anuais de regressão, e as porcentagens das reduções são indexadas a cada tecnologia.

Prêmios feed in

Esses prêmios consistem no pagamento adicional garantido aos geradores de energia renovável além do preço de mercado. Ou seja, os prêmios *feed in* funcionam como uma espécie de pagamento de capacidade renovável e são definidos para toda a vida do contrato.

A título de exemplo, em 2011, a Finlândia definiu um prêmio com a duração de 12 anos para as centrais eólicas, que recebem o preço de mercado do NordPool acrescido de um prêmio igual à diferença entre o preço-alvo (*target price*) e o preço médio do mercado *spot* dos últimos três meses (HOLTTINEN, 2011) – € 83,5/MWh ou € 105,3/MWh, se a central entrar em funcionamento até 2015.

Incentivos fiscais e incentivos ao investimento

Os sistemas fiscais de incentivo ao investimento em energias renováveis são muito variados. Na economia norte-americana, o sistema de recuperação acelerada dos custos (*Modified Accelerated Cost Recovery System* – Macrs) é um esquema de acelerada depreciação dos ativos em cinco anos, para a maioria das centrais renováveis.

Em janeiro de 2008, a China introduziu uma lei que concede isenção fiscal de três anos às empresas que desenvolvam projetos sobre energias renováveis e sobre tecnologias de conservação de energia. Nesse enquadramento legal está também previsto que, após os três anos de isenção, as empresas sejam elegíveis para mais um período de três anos, durante o qual estarão sujeitas a uma redução de 50% do imposto de renda.

Outras alternativas incluem os créditos fiscais, comuns nos Estados Unidos e no Brasil, bem como a imposição de barreiras alfandegárias à importação como forma de proteger os promotores nacionais de energias renováveis.

Mecanismos com base na quantidade

Norma de portfólio renovável

As normas de portfólio renovável, também conhecidas como certificados verdes transacionáveis ou obrigações renováveis, estabelecem quotas para consumidores, fornecedores e/ou geradores, de forma a garantir que determinada parte da energia elétrica consumida venha de fontes renováveis.

Os certificados transacionáveis são atribuídos a cada central de energia renovável para, posteriormente, serem comprados pelos agentes de mercado que deles precisam para cumprir as quotas de eletricidade renovável.

No âmbito do mecanismo de portfólio renovável, há diversas variantes para os certificados renováveis, desde preços mínimos, até as penalizações pelo não cumprimento da norma (casos da Suécia e do Chile), passando pelas obrigações contratuais em longo prazo (Califórnia) e o caso britânico, em que as normas de portfólio renovável são definidas de acordo com cada tecnologia de energia renovável (*banding provisions*). Nesse caso, o objetivo é assegurar um impulso generalizado à produção de eletricidade renovável por meio de maior apoio às tecnologias mais caras e da redução gradual das tecnologias mais baratas.

Leilões competitivos

O outro mecanismo fundamentado na quantidade é o de leilões competitivos, lançados pelos governos e pelos reguladores. Determina-se a capacidade renovável que se pretende construir durante

certo período e procede-se ao concurso para a seleção da proposta mais interessante e de menor custo. O vencedor terá um contrato de longo prazo para a geração de eletricidade renovável. Desse modo, dois objetivos são alcançados: reduzir a incerteza dos promotores do projeto e ajudar o regulador a atingir seus objetivos de crescimento da capacidade.

Os leilões tanto podem ser orientados para determinada tecnologia ou dimensão quanto articulados com outros mecanismos. É o caso do Uruguai, em que a proposta vencedora se compromete a incorporar, no projeto da central, produtos da indústria local. Refira-se, por curiosidade, que em Ontário, Canadá, existe um sistema semelhante para as tarifas *feed in* (BATLLE, PÉREZ-ARRIAGA e ZAMBRANO-BARRAGÁN, 2011).

Os problemas de integração da produção renovável

Os maiores problemas dos sistemas elétricos são a variabilidade e a reduzida previsibilidade, cujas origens estão na variação da demanda ou nos cortes inesperados da produção de algumas centrais. Ora, a introdução em larga escala de fontes de energia renovável intermitente/variável agravará o problema, e o sistema elétrico terá de ser mais flexível para poder garantir eficiência.

A produção renovável tem um perfil específico além da variabilidade e da baixa previsibilidade: o custo marginal de produção é nulo, e há forte relação com o local de instalação. Todos esses fatores terão como consequência sérios desafios técnicos e econômicos, quer em relação às operações de mercado, quer às operações do sistema. À medida que a quota renovável na geração de energia vai crescendo, esses problemas se ampliam, por vezes, de maneira excessiva. Glachant e Henriot (2013) dizem que a previsão para o dia seguinte à geração de um só parque eólico envolve 20% de erro, embora se reconheça que os erros de carga sejam geralmente menores e mais facilmente previsíveis.

Por isso, há uma crescente necessidade de flexibilizar o sistema elétrico, ao mesmo tempo que ele terá de ser garantido por um número menor de centrais com despacho.

O desafio é essencialmente econômico: é preciso que as partes interessadas no processo (*stakeholders*) sejam explicitamente recompensadas por meio de incentivos, para desenvolverem as soluções técnicas.

Estamos diante de um problema complexo e perigoso: o forte incentivo à produção de eletricidade renovável com características de intermitência, de forma isolada dos preços do mercado, irá resultar um excedente de capacidade com os consequentes custos para o sistema.

Glachant e Henriot (2013) propõem, para essa questão, duas soluções alternativas:

- Um desenho de mercado que possa acomodar as fontes de energia renováveis, expondo-as exatamente às mesmas regras às quais estão sujeitos os geradores com relação ao despacho, com remuneração idêntica;
- Um desenho de mercado em que as fontes renováveis intermitentes e os geradores sujeitos a despacho estejam coordenados, sem exposição às mesmas regras e com modelos de remuneração diferentes.

Quer em um caso quer em outro, não é possível manter o atual desenho de mercado. Mais ainda: os mercados de reserva terão um crucial papel, e só será possível criar um sistema eficiente se funcionarem em conjunto com os mercados *forward*. Adicionalmente, deverá ser necessário rever os mecanismos de remuneração da capacidade, uma vez que os mercados exclusivamente de eletricidade podem não garantir a recuperação dos custos das centrais de *backup* flexíveis.

Regulação para as redes inteligentes

Há um consenso em relação aos resultados benéficos que as redes inteligentes (*smart grids*, SG) poderão trazer para a qualidade e eficiência dos sistemas elétricos e em relação às alterações que vão provocar nos modelos de negócios, no aparecimento de novos tipos de fornecedores de serviços, nas novas tarefas para os reguladores e no próprio comportamento dos consumidores.

Já o mesmo não acontece com o investimento em redes inteligentes. Em primeiro lugar, os agentes da cadeia de valor, operadores do sistema de distribuição, operadores do sistema de transmissão e operadores de rede estão relutantes em investir em SG por razões de insegurança. É importante tentar compreender em que medida a regulação poderá apoiar a instalação dessas redes.

As SG são frequentemente vistas como solução para os mais complexos desafios que o setor elétrico enfrenta: a integração das energias renováveis em larga escala, o aumento do número de veículos elétricos, a necessidade de maior eficiência energética, a maior segurança de abastecimento, a inclusão dos produtores-consumidores (*prosumers*) e o aumento da concorrência.

Como seria de se esperar, é consensual que o apoio do Estado à implementação e à expansão das SG e do *smart metering* seja condição indispensável. De qualquer modo, a implantação da tecnologia inteligente nos sistemas elétricos exige o envolvimento de grande número de intervenientes em sistemas elétricos mais abertos, tanto para as incumbentes quanto para as entrantes, por exemplo, as empresas tecnológicas na área das energias renováveis. Uma consequência óbvia será também a alteração da relação tradicional produtor-consumidor. A evolução será no sentido de um consumidor informado, com um papel ativo na eficiência e mesmo na produção.

Esse cenário remete-nos a questões relativas ao papel do Estado no controle das assimetrias de poder, nos conflitos de interesse e na regulação. Levanta-se, assim, uma difícil questão: o Estado deverá mudar a forma como lida com o setor elétrico, aumentando sua

capacidade de controle, mas sem impossibilitar o livre funcionamento do mercado (PIERRE e PETER, 2000). A abordagem deverá ser de colaboração, por meio de *networking* e de aprendizagem.

Mas a intervenção pública terá também de incidir sobre o conhecimento tecnológico e potenciar seu desenvolvimento e a criação de sinergias, o que só será possível pela combinação de políticas de regulação e de financiamento público (VEUGELERS, 2012).

Ponto da situação: União Europeia e Estados Unidos

No fim de 2009, a União Europeia reuniu um conjunto de *stakeholders*, considerados fundamentais, com o fim de traçar políticas de regulação para o desenvolvimento das SGs. Embora esse desenvolvimento seja crucial para se atingirem os objetivos de eficiência, equidade e os ambientais, fixados pela Comissão Europeia, há bastante heterogeneidade entre os países quanto ao tema. Os países mais dinâmicos que definiram um claro trajeto de desenvolvimento da rede são Dinamarca, Finlândia, França, Países Baixos, Irlanda, Itália, Malta, Reino Unido, Suécia, Espanha e Noruega, que, apesar de não integrar a UE, acompanha e colabora na política energética e ambiental. A Itália é, claramente, a líder do grupo. No polo oposto, os países sem uma estratégia definida são Estônia, Alemanha, Eslovênia, Romênia e República Tcheca, Portugal, Bélgica e Áustria, que constituem o grupo de países em situação intermediária, na qual o desenvolvimento das tecnologias e de redes inteligentes já é considerado objetivos estratégicos, mas ainda falta completar o quadro jurídico. Nos últimos dez anos, foram investidos na UE, mais de 5.500 milhões de euros em cerca de trezentos projetos de SG.

O primeiro grande impulso para a implementação das SGs, nos Estados Unidos, aconteceu em 2007, com a aprovação pelo Congresso do Energy Independence and Security Act, que definiu novas diretrizes da política energética e garantiu o aumento da qualidade e abastecimento de energia, dando crescente importância às energias renováveis. Em 2009, o American Recovery and Reinvestment Act

determinou um incentivo ao desenvolvimento das SGs da ordem de 11 bilhões de dólares. No mesmo ano, o regulador – Federal Energy Regulatory Commission (FERC) – propôs uma política energética e um plano de ação para o desenvolvimento das SGs. As políticas são definidas, em grande medida, pelo governo central, sendo depois implementadas pela Federal Smart Grid Task Force no âmbito do Departamento de Energia. Embora o governo central seja o responsável pela política, a definição de algumas vertentes é assumida pelo poder local. O maior projeto atualmente em curso é o Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project, iniciado em fevereiro de 2010 e com um período de execução de cinco anos, cinco parceiros estratégicos e cerca de 60 mil consumidores. Os principais parceiros envolvem entidades privadas e públicas e três universidades (OLIVEIRA, 2013).

Considerações finais

Apresentamos uma visão crítica da experiência empírica da liberalização do setor elétrico e dos desafios que têm se apresentado aos reguladores. Contudo, ainda faltam estudos e avanços tecnológicos. A privatização, ao menos nos países em desenvolvimento, é comprovadamente mais eficiente que o modelo de empresa pública, tanto em termos de concorrência quanto de eficiência. Além disso, tanto na Europa quanto nos Estados Unidos, o aumento da concentração do mercado elétrico é uma realidade. Trata-se de um mercado com um número de agentes do lado da oferta bastante restrito e que, na grande maioria dos casos, funciona como um oligopólio *à la* Cournot. Por outro lado, verifica-se uma crescente dificuldade na atribuição de incentivos ótimos ao investimento, especialmente com a crise econômica global.

A regulação não consegue resolver algumas falhas de mercado, seja por falta de capacidade coercitiva ou pela fraca autonomia efetiva das entidades reguladoras.

A qualidade institucional, nomeadamente a da regulação, é essencial aos desafios que se apresentam. Portanto, a capacidade de definir um ambiente regulatório transparente e estável é crucial. O próprio funcionamento de tribunais da concorrência parece ser também uma condição necessária para o bom funcionamento do mercado elétrico, até mesmo pela sua dinâmica.

Referências

- AMADOR, J.; SOARES, A. C. *Concorrência na economia portuguesa: Uma visão sobre os setores transacionável e não transacionável*. Banco de Portugal – Boletim Económico. Primavera de 2013, v. 19, n.1 p. 79-93, 2013.
- AVERCH, H.; JOHNSON, L. The Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. *American Economic Review*, v. 52, p. 1.053-1.069, 1962.
- BATLLE, C.; PEREZ-ARRIAGA, I. J.; ZAMBRANO-BARRAGÁN, P. *Regulatory Design For RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure, and Burden-Sharing*. Massachusetts: MIT Center For Energy and Environmental Policy Research, 2011.
- BORESTEIN, S. Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets. *The Electricity Journal*. Berkeley: University of California Energy Institute, 1999.
- BROWN, M.; OMEM, D.; MADDEN, B. *Qualitative Issues in the Design of the GB Feed-in Tariffs*. A Report to the Department of Energy and Climate Change (DECC). Pöyry Energy Consulting and Element Energy, 2009.
- EUROPEAN COMMISSION. *EU Energy in Figures – Statistical Pocketbook*. 2013.
- FUKUYAMA, F. The Fall of America, Inc. *Newsweek*, p. 32, 2008.
- GLACHANT, J. M.; HENRIOT, A. *Melting-Pots and Salad Bowls: The Current Debate on Electricity Market Design for RES Integration*. Cambridge Working Paper in Economics 1354. Cambridge, 2013.
- HOGAN, W. *Regulation and Electricity Markets*. Western Power Trading Forum Speech. Nova York, 2009.
- HOLTINEN, H. *Cold Climate Wind Power. Experiences in Finland*. 2011. Disponível em: <windren.se/WW2011/13a_Finland_VTT_Holtinen.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2014.
- JOSKOW, P. L. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal. Special Issue: The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery*, p. 9-42, 2008a.

- JOSKOW, P. L. Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. *Review of Network Economics*, v. 7, n. 4, p. 547-560, 2008b.
- KAHN, A. E. *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*. v. 1. Nova York: John Wiley & Sons Inc., 1970.
- _____. *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*. v. 2. Nova York: John Wiley & Sons Inc., 1971.
- LERNER, A. The Concept of Monopoly and the Measurement of Monopoly Power. *The Review of Economic Studies*, ano 1, n. 3, p. 157-175, 1934.
- MARQUES, V. *Fundamentos do mercado ibérico de energia eléctrica: uma análise do mercado grossista espanhol desde a sua criação até junho de 2007*, volume I. Tese (Doutorado em Economia). Universidade de Coimbra, Coimbra, 2010.
- OLIVEIRA, F. *Proposta de modelo de uma política de inovação eficiente na implementação das Smart Grids no sistema elétrico nacional*. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Economia do Porto, Porto, 2013.
- PIERRE, J.; PETER, G. *Governance, Politics and the State*. Hampshire: MacMillan Press, 2000.
- RODRIK, D. Institutions for High-Quality Growth: What They Are and How to Acquire Them. *Studies in Comparative International Development*, v. 35, n. 3, p. 3-31, 2000.
- ROSENZWEIG, F. *Restructuring and Regulatory Trends in Electricity Industries*. 23rd IAEE North American Conference: Integrating the Energy Markets in North America. 2003.
- SOARES, I.; MAGALHÃES, S. *Regulation and Investment in the EU Natural Gas Sector: A Panel Data Analysis*. 9th international Conference on the European Energy Market Proceedings. IEEE. 2012.
- VEUGELERS, R. Which Policy Instruments to Induce Clean Innovating? *Energy Policy*, v. 41, n. 10, p. 1.770-1.778, 2012.
- VOGELSANG, I. Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: a 20-year Perspective. *Journal of Regulatory Economics*, v. 22, p. 15-27, 2002.

Evolução dos mercados de energia elétrica

13.

Patrícia Pereira da Silva e André Luis da Silva Leite

Este capítulo apresenta uma breve análise dos principais fatores que vêm influenciando a dinâmica dos mercados de energia elétrica, com ênfase no processo de formação de preços, quer no contexto brasileiro ou no europeu, com especial destaque para a situação de Portugal. É redigido na perspectiva teórica da economia da energia, sem, contudo, descurar o caráter técnico da indústria.

Não é novidade que a energia elétrica é um *input* (insumo) básico em praticamente todos os processos produtivos. Desse modo, características estruturais em termos de produção e consumo de energia, bem como choques nos preços ou quantidades, têm forte impacto na maior parte das variáveis econômicas. O contexto mundial da energia está mudando, e as consequências potenciais são enormes para os mercados e para o comércio da energia.

Energia, por seu caráter essencial, não é um produto comum. Para os consumidores residenciais, apresenta demanda praticamente inelástica em relação ao preço. Para os grandes consumidores e industriais, apresenta demanda preço-elástica, o que a torna um insumo de elevado custo, e, portanto, estratégico para as empresas e para a economia em geral, como é bem patente em Joskow (2001)

e Newbery (2012). A literatura sobre o impacto da energia na atividade econômica é extensa e vem atraindo interesse nos últimos anos devido à elevada volatilidade dos preços.¹

Tal como salientado por Chevalier e Percebois (2008), a eletricidade é um bem híbrido, que combina características de bem privado e de bem público. Público, pois gera externalidades positivas. Porém, também privado, dado que se exige pagamento para o acesso à eletricidade.

O setor elétrico é caracterizado por ser intensivo em capital, com longo prazo de maturação dos investimentos. Mercados de energia, por sua vez, são pautados pela presença de externalidades e pela complexidade inerente à gestão física dos fluxos de eletricidade. Estes mercados estão sujeitos a falhas² que podem resultar em elevações de preços ou mesmo quebras do fornecimento de energia elétrica, fenômeno socialmente inaceitável pelas nocivas consequências para a sociedade e para a economia. Em certos casos, houve falhas de mercado que implicaram forte crise de abastecimento no setor elétrico, como na Califórnia, em 2000 (JOSKOW, 2001; SILVA, 2007), e no Brasil, em 2001 (DE ARAÚJO, 2001).

Assim, este capítulo visa a tratar da evolução dos mercados de energia. Para tanto, em primeiro lugar, será retratada a transição do modelo de monopólio para um modelo concorrencial de energia elétrica. Em seguida, será discutido o processo de formação de preços em um mercado livre de energia. Posteriormente, será debatida a tendência de evolução dos mercados de energia para 2030. Nesse ponto, será analisado o processo de formação de preços de energia, dado o aumento da participação de fontes renováveis na matriz elétrica.

1. Os preços de eletricidade tendem a ser voláteis, especialmente no curto prazo. Sobre volatilidade, ver: Castro, Leite e Timponi (2013); Silva e Soares (2008); Silva (2007).

2. Em ciência econômica, é comum dizer que uma falha de mercado ocorre quando os mecanismos de mercado, não regulados pelo Estado e deixados livremente ao próprio funcionamento, originam resultados econômicos não eficientes ou indesejáveis do ponto de vista social. Tais falhas são geralmente provocadas pelas imperfeições do mercado, nomeadamente informação incompleta dos agentes econômicos, custos de transação elevados, existência de externalidades e ocorrência de estruturas de mercado do tipo concorrência imperfeita.

Do monopólio aos mercados competitivos de energia elétrica

A oferta de energia implica a transformação de fontes de energia primária em tipos que podem, posteriormente, ser utilizados como insumos ou consumo final das famílias. Por exemplo, a energia hídrica pode ser utilizada para produzir energia elétrica, e o petróleo pode ser transformado em combustíveis líquidos para o transporte rodoviário, marítimo ou aéreo. A extração de fontes de energia primária e sua transformação em diferentes tipos de energia são atividades econômicas em si, e contribuem para o valor acrescentado bruto e para o emprego. O setor de energia elétrica é tipicamente associado a indústrias de rede.³ Os investimentos exigidos na extração, transformação e distribuição da energia são tipicamente elevados, levando a mercados dominados por um pequeno número de empresas que interagem com uma curva de procura de energia rígida, isto é, a existência de uma reduzida elasticidade-preço da procura de energia elétrica é consensualmente aceita (JOSKOW, 2007).⁴

Essa situação levanta questões de concorrência tipicamente resolvidas por autoridades de regulação. Tal como nos outros mercados, a oferta de energias primária e secundária não apenas depende das dotações de energia, mas é também afetada pelos níveis de preços. Além disso, a estrutura de produção de energia primárias e secundária depende do custo relativo de cada tecnologia de produção, que pode incluir não apenas os custos econômicos em sentido estrito. Globalmente, os choques na energia afetam de modo potencial os custos dos produtores, a inflação e o produto, bem como a competitividade externa e os termos de troca. O efeito desses choques de energia nas contas externas é naturalmente

3. Indústria de rede é aquela na qual compradores e vendedores são integrados por redes de transmissão e de distribuição (SANTANA e OLIVEIRA, 1998). Ou seja, é um caso especial de monopólio natural, no qual exploram a multiplicidade das relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, o que envolve um princípio de organização espacial e territorial.

4. Elasticidade-preço da procura (demanda) define-se, regra geral, por $\frac{\partial Q}{\partial P} \cdot \frac{P}{Q}$, em que Q representa a quantidade procurada, e P, o preço do bem.

maior para países com maior dependência energética — caso de Portugal e de muitos países europeus —, isto é, países nos quais a produção doméstica de energia primária cobre uma pequena parcela do consumo final. Também aumentaram as preocupações ambientais, sobretudo em países comprometidos com a redução das emissões de gases de efeito estufa, e as políticas dirigidas a essa redução tornaram-se importantes nos anos recentes, com consequências diretas na produção e no consumo de energia (TOL, 2008). Esses assuntos irão certamente moldar as políticas e o setor energético nas próximas décadas.

Usualmente, o setor elétrico era considerado formado por monopólios verticalizados. Ou seja, uma única empresa ofertante operava em todos os segmentos da cadeia de produção: geração, transmissão e distribuição. Em especial, o segmento de geração, devido à significativa presença de economias de escala, sempre foi visto como monopólio natural. Nessa estrutura de mercado, os preços eram formados com base no paradigma da regulação por custo do serviço, em que os aumentos de custos eram repassados para as tarifas, com autorização do órgão regulador competente. Portanto, as empresas não eram estimuladas à eficiência, pois sabiam que aumentos de custos (e de ineficiência) seriam remunerados.⁵

No entanto, o avanço tecnológico verificado na década de 1980, nos países do Hemisfério Norte, em relação às turbinas a gás, que produziam energia em escala menor que outras termelétricas, mas com mais eficiência, contribuiu para a redução dos custos médios de produção. Isso foi condição técnica básica para a introdução da competição no setor de energia elétrica. Nesse caso, a competição, por meio da interação entre demanda e oferta, levaria à maior eficiência por parte das empresas e, em consequência, menores preços para a sociedade. Assim, elas não poderiam mais repassar aumentos de custos para os preços, já que seriam exógenos a elas.

5. Sobre regulação pelo custo do serviço, ver: Newbery (1999) e Joskow (2007).

As reformas institucionais ocorridas no setor, então, tinham como objetivo introduzir concorrência nos segmentos potencialmente competitivos, a geração e a criação de um novo segmento concorrente, a comercialização.⁶ Essas reformas tiveram importantes consequências sobre o setor elétrico, entre as quais destacam-se: os impactos sobre a forma de organização, novas formas de investimento e transações na indústria. Entre as formas de comercialização, houve o desenvolvimento de um mercado *spot* de energia elétrica, que cumpre duas importantes funções em um setor desregulamentado: aumenta a flexibilidade das transações e permite ajustes entre a energia contratada e a gerada e referência para contratos de longo prazo. Ou seja, um mercado *spot* é um importante mecanismo de ajuste entre demanda e oferta, conforme Newbery (1998).

Newbery (1999) argumenta que, para a introdução da competição em mercados de energia ser bem-sucedida, três requisitos devem ser satisfeitos: uma margem confortável de excesso de capacidade, um crescimento estável da demanda e uma profunda oferta de combustível de baixo custo. Já De Araújo (2001) destaca que a ausência de um desses requisitos não implica a impossibilidade da competição, mas torna a tarefa dos responsáveis pela reforma mais complexa. Em todos os casos, a essência consiste em maximizar a competição no segmento de geração por meio de preço, não de custo, como nas estruturas verticalizadas e monopolizadas.

Modelos essenciais dos mercados de energia

Basicamente, pode-se dizer que há dois tipos de mercados de eletricidade: os de contratos bilaterais e os mercados do tipo *pool*. No primeiro caso, os agentes podem transacionar livremente, de modo que os vendedores e compradores estabeleçam contratos de compra e venda. A ideia básica é estabelecer um

6. Os segmentos de transmissão e distribuição continuam sendo considerados monopólios naturais, estruturas de mercados nas quais uma única empresa, com eficiência e economias de escala, é capaz de ofertar determinado produto para um conjunto de demandantes.

mercado livre de energia. O modelo *pool*, por sua vez, tem como principal objetivo minimizar o custo de operação do sistema, daí a necessidade da operação centralizada. Segundo esse modelo, os geradores e vendedores, de acordo com suas estratégias individuais, fazem suas ofertas e lances, e o operador do sistema estabelece o preço de mercado.

Em mercados do tipo *pool* há dois tipos de preço. O primeiro é o Preço Marginal do Sistema (PMS), que resulta de um leilão não discriminatório, de modo que os agentes tenham pouca chance de modificar ou manipular o preço de mercado, e que os estimula a ofertar preços próximos dos previamente estabelecidos. Já o Preço Nodal (PN) reflete as diferenças de preço entre os nós,⁷ revelando as restrições de transmissão. Nesse caso, os geradores são remunerados de acordo com sua localização no sistema, de modo que, em momentos nos quais haja congestionamento das linhas de transmissão, possa haver um significativo aumento de preço em determinados pontos ou nós do sistema.

A indústria de energia elétrica possui quatro arranjos básicos possíveis, conforme delineados em Hunt e Shuttleworth (1996) e mostrados no **quadro 1**.

O modelo 1 diz respeito ao tradicional modelo de monopólio verticalizado. O modelo 2 caracteriza-se pelo fato de haver concorrência no segmento de geração. Entretanto, as vendas das geradoras se dão apenas para uma agência compradora (*purchasing agency*). A competição na geração se deve a três fatores básicos: o livre acesso de todos os geradores às linhas de transmissão; o estabelecimento de um teto (*price cap*) para a compra de energia; e a existência de uma única possibilidade de venda de energia. Os cogeneradores e os produtores independentes competem para atender à demanda da agência compradora. As empresas distribuidoras, por sua vez, não teriam outra opção de fornecimento de energia, a não ser a agência, o que torna necessária a regulação

7. Um nó pode ser qualquer lugar no qual haja uma interseção de linhas de transmissão ou um gerador, um grande consumidor ou um distribuidor esteja conectado.

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Características	Monopólio	Monopsônio	Competição no atacado	Competição no varejo
Competição na geração	Não há	Significativa	Significativa	Significativa
Escolha do varejista	Não há	Não há	Significativa	Significativa
Escolha do consumidor	Não há	Não há	Não há	Significativa

Quadro 1:
Modelos de mercados de energia elétrica

Fonte: Hunt e Shuttleworth, (1996, p. 22).

do preço cobrado por ela; o mesmo acontece com o preço para o consumidor final (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996).

Nos modelos 1 e 2, há elevado poder de mercado. No primeiro modelo, a empresa é monopolista. No segundo, a agência compradora detém significativo poder de mercado, dado que é monopsonista (empresas geradoras e monopolistas para as empresas de distribuição).

O modelo 3 apresenta uma efetiva competição no segmento de geração. Sua principal característica reside na criação de um mercado atacadista de energia (mercado *spot*), que possibilita venda de energia entre geradores e distribuidores. Para que esse modelo seja colocado em prática, é necessário que as empresas sejam totalmente desverticalizadas e que o acesso ao sistema de transmissão seja livre, tanto para as geradoras quanto para as distribuidoras. Assim, se o acesso ao mercado de geração for livre (sem barreiras à entrada, regulatórias ou técnicas), as usinas já existentes competirão com novas entrantes, o que tende a reduzir os preços médios da energia gerada, uma vez que, nesses casos, o preço é determinado pela interação livre entre demanda e oferta.⁸

Além disso, como as condições de geração do sistema devem ser neutras para os agentes compradores e vendedores de energia, é comum a existência de um operador independente do sistema (ISO). Sua influência deve ser proporcional à necessidade de otimização dos benefícios energéticos do sistema elétrico ou, principalmente,

8. Quando os mercados são competitivos, o preço tende a se aproximar do custo marginal, o que é socialmente eficiente (PINDYCK e RUBINFELD, 2002).

à interdependência energética das instalações de geração. Dado que as empresas distribuidoras continuam com o monopólio da venda ao consumidor, permanece a necessidade de regulação de preços, como no modelo 2.

Por fim, o modelo 4 parte do pressuposto de que deve haver competição em todos os segmentos. As condições básicas para o funcionamento do modelo são as mesmas para o 3, à exceção de que, como há a possibilidade de os consumidores finais também poderem escolher seus fornecedores de eletricidade, torna-se obrigatório o livre acesso de geradores e consumidores às redes de distribuição, implicando a desverticalização total das empresas. A principal diferença do modelo 4 em relação aos outros consiste no fato de que, enquanto nos modelos 2 e 3 a competição se dá dentro de segmentos, no 4 ela também ocorre entre segmentos, o que tende, teoricamente, a aumentar a eficiência de toda a indústria.

Formação de preços em mercados de energia

Muitos mercados de energia emergiram na última década. Nos Estados Unidos, *pools* de energia elétrica operam regionalmente, ao mesmo tempo que mantêm relações comerciais. Na Inglaterra e País de Gales, até 2000, as distribuidoras de energia no varejo compravam do *pool* e mitigavam a volatilidade por contratos financeiros de diferenças. Com os novos arranjos, a energia elétrica é transacionada via contratos bilaterais futuros (tanto de longo quanto de curto prazos) e por bolsas de energia elétrica. Nos países nórdicos, distribuidoras compram dos geradores por meio de contratos bilaterais e do mercado *spot*, por contratos futuros, como *hedges*.

Em mercados *pool*, há dois tipos de processos de formação de preços (SILVA, 2001). O Preço Marginal do Sistema (PMS) é formado pela interação das ofertas de todos os geradores disponíveis, por ordem crescente de custos. Para tanto, as restrições de transmissão são desconsideradas. Assim, todos os geradores são remunerados ao preço marginal do gerador mais caro, tal qual num leilão não

discriminatório. Esse fator cria incentivos para que os geradores ofereçam preços próximos aos custos marginais. Esse modelo de formação de preços – muito utilizado em diversos países – é explicitado na **Figura 1**, na qual cada trecho horizontal da curva de custo marginal (CMg) representa determinada tecnologia ou fonte para a produção de eletricidade. O somatório dos custos marginais das diferentes usinas geradoras é a própria curva de oferta, que, ao interagir com a curva de demanda (D1 e D2), forma o preço de mercado.

Assim, se supusermos que um hipotético setor é composto de diversas fontes, a custos distintos, e tem capacidade instalada de 400 MW, temos que o despacho tende a ocorrer da fonte menos para a mais onerosa. Assim, a fonte mais barata custa 30 dólares, como se vê na **figura 1**. Como a demanda situa-se na faixa de 350 MWh, despacham-se todas as fontes competitivas até a quantidade fornecida pela demanda (D1), chegando-se a um preço perto de 60 dólares. Nesse caso, acontece o despacho por ordem de mérito, ou seja, da fonte menos até a mais onerosa, restringida pela demanda. Já no caso da curva de demanda 2 (D2), o preço aumenta significativamente, pois o sistema atingiu sua capacidade máxima.

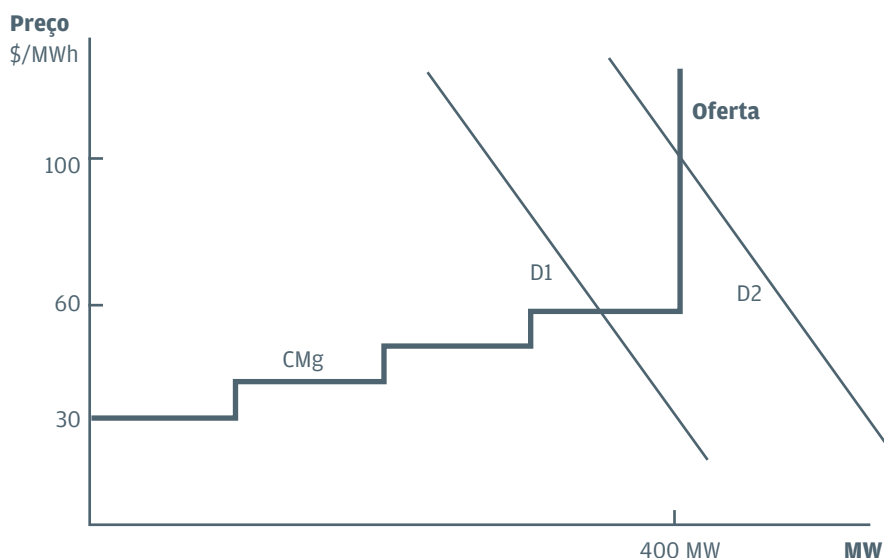


Figura 1:
Curvas de
demanda e oferta
no setor elétrico
e determinação
de preços

Principais determinantes da evolução dos mercados

O contexto europeu

A competitividade, a sustentabilidade ambiental e a segurança no abastecimento constituem os três pilares da União Europeia. Essas bases sustentam as políticas energéticas, com foco essencialmente na abertura de mercados e na concretização de objetivos ambientais.

Em 1996, surgiu a primeira Diretiva Comunitária, que estabelecia regras comuns para o mercado interno da eletricidade integrado ao de energia,⁹ a Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro, revogada a primeira vez em 2003, pela Diretiva 2003/54/CE, e em 2009, pela Diretiva 2009/72/EC. “A criação de um mercado interno de eletricidade deve ser progressiva, a fim de permitir a adaptação flexível e ordenada da indústria ao novo contexto e de atender à atual diversidade de organização de redes elétrica.”¹⁰

Dessas diretivas, resultou, entre outras medidas, a obrigação de os Estados-membros garantirem que todos os clientes domésticos se beneficiassem do “direito de serem abastecidos de eletricidade de uma qualidade específica em seu território, a preços razoáveis, transparentes e claramente comprováveis”.¹¹ A liberalização e a concretização de um mercado concorrente de eletricidade constituem um importante passo na criação do mercado interno de energia. O processo de liberalização deverá ser feito de forma gradual, até abranger a totalidade do mercado, com vista ao aumento da eficiência e competitividade, à redução

9. O mercado interno da energia assenta na existência de uma rede energética europeia segura e coerente de eletricidade e gás natural, a fim de contribuir para a diversificação e para a segurança do abastecimento. Disponível em: <europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/index_pt.htm>. Acesso em: 18 fev. 2014.

10. Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e da Comissão, de 19 de dezembro de 1996.

11. Art. 3, n. 3, Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e da Comissão, de 26 de junho de 2003.

de preços, à melhoria dos padrões de serviços e à segurança de abastecimento.

A necessidade de promover as energias renováveis surgiu na União Europeia como forma de proteção ao ambiente, de aumento da eficiência energética e de desenvolvimento sustentável, possibilitando a aceleração da consecução dos objetivos estabelecidos no Protocolo de Quioto. Este criou metas em todo o mundo, com o objetivo de se reduzirem as emissões de CO₂, além de outros compromissos assumidos em nível comunitário e internacional com objetivo de reduzir a emissão de gases de efeito estufa, como o pacote clima-energia até 2020, em que os Estados-membros se comprometeram a reduzir 20% das emissões de gases de efeito estufa, a atingir a quota de 20% de energias renováveis no consumo de energia, a aumentar em 20% a eficiência energética e a atingir os 10% de energias renováveis no setor dos transportes até 2020.¹² O investimento em fontes de energias renováveis tem como principais objetivos a promoção da segurança do aprovisionamento energético, o desenvolvimento tecnológico e da inovação, a criação de oportunidades de emprego e o desenvolvimento regional (Diretivas 2001/77/CE e 2009/28/CE).

As exigências impostas aos Estados-membros europeus para a criação do mercado interno de energia vêm sendo acompanhadas por Portugal. Assim, o país encontra-se em fase de conclusão do processo de liberalização do setor elétrico, sendo que, segundo o Memorando de Entendimento, assinado com a o Banco Central Europeu e com o Fundo Monetário Internacional, as tarifas reguladas serão progressivamente eliminadas até sua total extinção, em 2015.

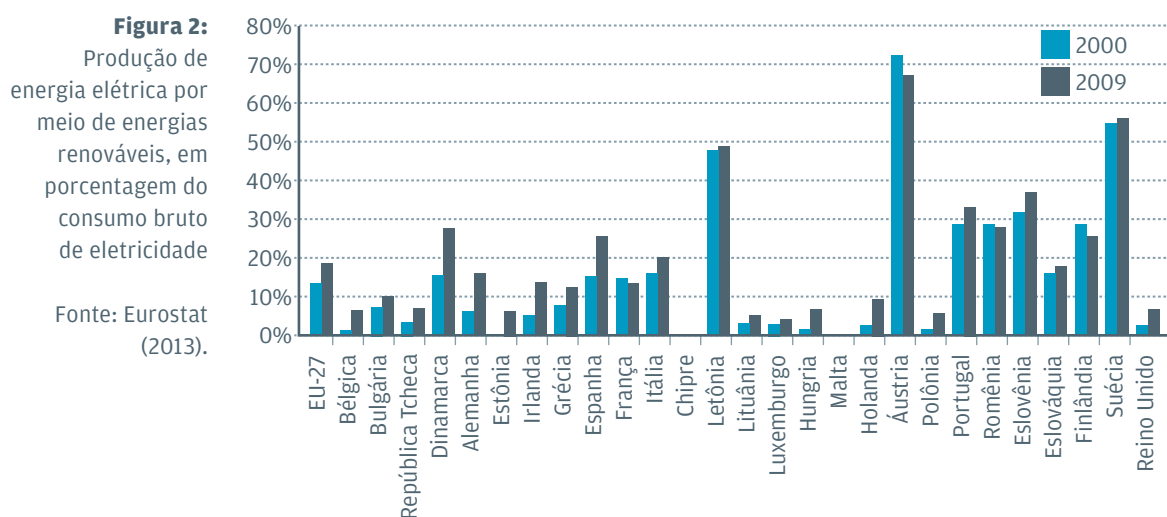
No quadro da União Europeia, Portugal é um dos países com maior dependência energética, cerca de 80%, contrastando com 54% da média da União, torna-se urgente para o país diminuir essa dependência com relação à eletricidade, e a resposta vem sendo a crescente aposta nas energias renováveis. Atualmente, Portugal

12. Disponível em: <www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRES-S+20081208BKG44004+O+DOC+XML+V0//PT>. Acesso em: 14 fev. 2014.

é um dos países líderes na União Europeia em produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável, como se pode observar na **figura 2**.

As alterações impostas ao setor energético em geral e a evolução da economia, em nível nacional, bem como comunitário e em escala mundial, são fatores que repercutem nos custos cobrados do consumidor final pelo uso da eletricidade. Fruto dessa evolução, ao longo dos últimos vinte anos tem-se assistido a uma crescente tendência dos preços da eletricidade para o consumidor doméstico em quase todos os países da União Europeia. Em média, os preços sofreram um aumento de cerca de 30%, excluindo impostos. Entre os principais determinantes dessa dinâmica de preços está o aumento do preço do petróleo e do gás natural, fontes de energia primária, em que ainda assenta de modo significativo a produção de eletricidade.

Portugal vem seguindo o mesmo caminho que o restante da Europa no sentido de uma tendência crescente dos preços da eletricidade, suportados pelo consumidor doméstico. Todos os consumidores de energia elétrica em Portugal Continental podem livremente escolher seu fornecedor desde setembro de 2006, quando houve a extinção de tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais; em janeiro de 2013, foi concluído o processo de liberalização do



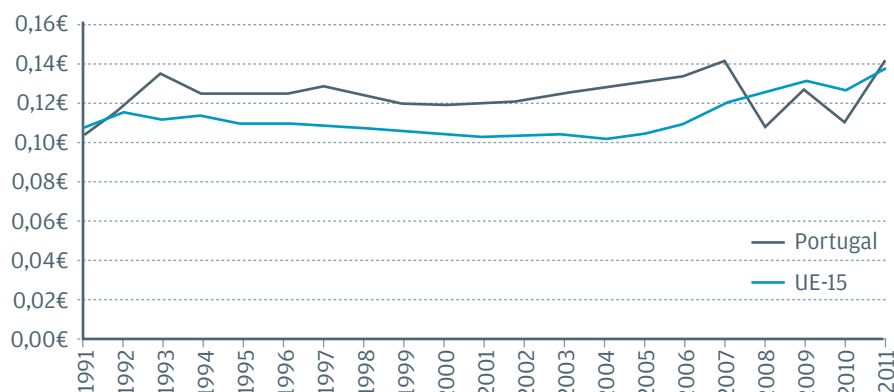


Figura 3: Evolução do preço médio da electricidade para o consumidor doméstico, excluindo impostos, em Euro/kWh, de 1991 a 2011

Fonte: Eurostat (2013).

mercado retalhista de energia elétrica. Para os consumidores com potência contratada até 10,35 kVA, existe um período transitório que poderá vigorar até 2015.

Na última década, Portugal encontrou-se quase sempre acima da média da União Europeia,¹³ com exceção do período de 2008 a 2010 (figura 3). Segundo dados do Eurostat, os preços da eletricidade em Portugal sofreram um aumento de 37% para o segmento doméstico.

No que diz respeito ao mercado livre de eletricidade europeu, o mercado *spot*, também denominado *day-ahead market*, assiste-se a um processo de convergência de preços, apesar das diferentes composições das matrizes energéticas dos países, bem como das ainda incompletas harmonizações regulatórias e de desenhos de mercados.

O contexto brasileiro

O setor elétrico brasileiro é um dos maiores do mundo e apresenta características peculiares em relação ao de outros países. As diferenças referem-se, principalmente, à predominância da hidreletricidade na matriz energética do setor e ao tamanho do Sistema Interligado Nacional (SIN), sem comparativo com qualquer outro mercado do mundo (TOLMASQUIN, 2012).

13. A comparação dos preços da eletricidade para o consumidor doméstico entre Portugal e a União Europeia a 15, em vez de a 27 da União Europeia, deve-se à falta de informação disponibilizada pelo Eurostat para o conjunto dos 27 países.

No setor elétrico brasileiro, a crise financeira do Estado, que se iniciou na década de 1980, resultou na redução dos níveis de investimentos e, consequentemente, na paralisação das obras de usinas geradoras e na insuficiência dos sistemas de transmissão e distribuição. A partir daí, houve propostas para reformas na organização do setor. A primeira, em 1996, foi semelhante à inglesa, principalmente no que diz respeito aos mecanismos de incentivo, à competição e à eficiência produtiva, como mostram Santana e Oliveira (1998).

Porém, essa reforma apresentou expressivas falhas, a começar pela concepção. Em realidade, desde o início do processo, houve significativos erros, tanto no modelo quanto na implantação. Em suma, a principal prova de falha do desenho institucional proposto foi o racionamento de eletricidade sugerido em maio de 2001, como mostram Pinto Jr. et al. (2007).

O governo, então, promulgou a Lei 10.848/2004, que instituiu o atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro, cujos principais objetivos são a garantia de suprimento de eletricidade e a modicidade tarifária. A partir da promulgação dessa lei, a desverticalização das empresas tornou-se compulsória. No modelo em vigor, o mercado brasileiro de energia elétrica é dividido em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas distintas e independentes. O primeiro, que visa a abrigar os consumidores cativos, é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O segundo intitula-se Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, volumes, prazos e cláusulas de *hedge*.

Em suma, enquanto as distribuidoras devem estar 100% contratadas, às geradoras cabe, entre suas principais decisões estratégicas, decidir o nível ótimo de contratos, de acordo com Morch et al. (2009).

Por fim, cabe mencionar uma importante mudança de direcionamento no setor elétrico, em nível global. Na década de 1990, as políticas para o setor visavam a introduzir a competição nos segmentos potencialmente competitivos, como geração e comercialização.

Com as crises de oferta tanto no Brasil como em outros países,¹⁴ tal política se voltou em direção à segurança de abastecimento e à redução da dependência de combustíveis fósseis, conforme Castro e Leite (2009), implicando maior participação do Estado no setor. Embora, diferentemente da União Europeia, do modelo que rege o setor elétrico brasileiro não conste explicitamente a questão ambiental, ela está contemplada nos diversos leilões de expansão do sistema.

Desafios para 2030

Formação de preços com aumento da participação das fontes renováveis na matriz

Devido, sobretudo, a questões ambientais, nos últimos anos tem havido maior volume de investimentos dedicados a aumentar a participação das fontes de energia renováveis na matriz elétrica. Esse crescimento acontece em diversos países, estimulado por incentivos de governo, não de mercado (ver GRAU et al., 2012; MAZZUCATO, 2013).

Um dos grandes desafios do setor elétrico refere-se ao processo de formação de preços. A complexidade inerente a mercados de energia sempre exigiu esforços das autoridades do setor, independentemente de como é formada a matriz elétrica de cada país. Porém, um expressivo desafio se apresenta atualmente, referindo-se à formação de preços com o aumento cada vez mais expressivo da participação das fontes renováveis na matriz elétrica. Mercados de energia dependem da matriz energética de cada país ou região.

Em mercados competitivos, a curva de oferta é dada pela parte crescente da curva de custo marginal (CMg), em que essa

14 . Crises de abastecimento de eletricidade como as que ocorreram no Brasil, em 2001, aconteceram na Califórnia, em 2001, e na Dinamarca, em 2002.

é superior ao custo médio (CMe). Contudo, em setores elétricos com grande participação de fontes renováveis de energia, tem-se um caso atípico de mercado, derivado da estrutura de custos de tais fontes, em que os custos fixos são muito altos proporcionalmente ao custo total, e os custos variáveis muito baixos ou nulos. Isso porque a estrutura física construída é relativamente grande (a usina), mas o custo variável (combustível) é muito baixo ou inexistente. Logo, o custo marginal é baixo ou nulo. Como em mercados competitivos o preço tende a se igualar ao custo marginal, o preço de mercado tende a se situar em patamares muito baixos e não incitar a realização de investimentos.

Em suma, a introdução de fontes renováveis no parque gerador implica um deslocamento para a direita da curva de oferta, de modo que o preço, supondo que a demanda seja estática no curto prazo, cai, o que poderia desestimular investimentos futuros no setor. Ou seja, o sistema de preços não funcionaria como um sinalizador natural do mercado.

Castro et al. (2010) alertam também que essa redução de preço contribuiria para deprimir as receitas dos geradores tradicionais (por exemplo, aqueles que dependem de combustíveis fósseis) e que dependem de mecanismos de mercado para a viabilidade financeira de seus negócios. Isso poderia também comprometer novos investimentos no setor.

Por fim, Green e Vasilakos (2010), por meio de simulação, concluem que, nesse caso, sem a presença de um regulador, os preços tenderiam a ser mais voláteis, e o volume de investimentos no setor diminuiria, aumentando a complexidade da tarefa do regulador. Assim, um desafio gigantesco para o futuro que se aproxima é estabelecer uma política ótima de formação de preços com elevada presença de fontes renováveis de energia.

Dessa forma, cabe ao órgão regulador, por meio de políticas de preço e de incentivos, resolver esse dilema, isto é, determinar um preço tal que estimule novos investimentos, seja justo para os cidadãos e, ao mesmo tempo, incentive investimentos em energia limpa. Nesse caso, justifica-se a criação de um mercado de capaci-

dade, estratégia já adotada em alguns países, ou a adoção de uma regulação de preço, ou ainda a criação da regulação de preço.

Integração energética

Outro desafio futuro refere-se à integração de mercados de energia, exemplo relevante do lento e complexo processo do mercado interno de energia europeu. Pode-se chamá-lo de um desafio hercúleo, dado que, em nível doméstico, é bastante complexo realizar um desenho de mercado que redunde em preços módicos a segurança de abastecimento, ao mesmo tempo que aumente o respeito ambiental. Então, em nível de relações internacionais, trata-se de um desafio muito maior, pois lida com questões físicas inerentes ao setor, mas também com dimensões políticas e econômicas exógenas a ele.

Para Samek (2011), a integração energética permite o aproveitamento ótimo dos recursos energéticos, além de transformá-los em renda. Por outro lado, o processo de integração é compatível com a necessidade de promoção da segurança do suprimento a preços competitivos, por aumentar a confiabilidade do suprimento concomitantemente aos ganhos de produtividade derivados do aumento de escala.

Ressalta-se que a agenda ambiental pode se constituir em um importante vetor indutor do processo de integração energética na América do Sul e na União Europeia. O processo de integração, ao induzir a um uso mais racional das fontes renováveis intrapaíses, garante o atendimento de maior volume de demanda por energia elétrica, representando uma vantagem competitiva em favor das economias integradas. Principalmente na União Europeia, a necessidade em atender às metas de redução das emissões de gases do efeito estufa ganha contornos cada vez mais nítidos por parte da política de controle ambiental, já que os índices de poluição são muito elevados, e o potencial de recursos renováveis é relativamente limitado, pois o setor energético, especialmente nos países mais avançados, é o maior responsável por emissão de gases do efeito estufa, conforme Leite e Castro (2009).

A questão, portanto, mais complexa, tratando-se de mercados de energia integrados, refere-se ao processo de formação de preços. Há a clara vantagem de que mercados integrados contam com um número maior de fontes, o que contribui para a redução de preços, se utilizadas por ordem de mérito. Mas também é um desafio político. Samek (2011) lembra que o desenvolvimento da integração energética é um processo gradual e lento, devido às dificuldades geográficas, físicas e institucionais dos países envolvidos, que, para o sucesso do processo, devem aceitar:

- A delegação de parte do poder soberano dos Estados a uma entidade supranacional;
- A influência externa em assuntos setoriais domésticos;
- O aumento da dependência energética.

Ou seja, para um processo de integração energética bem-sucedido, cada país deve se abster de parte de sua soberania sobre o setor elétrico. Isso não é tarefa simples, visto que a eletricidade é estratégica para o desenvolvimento socioeconômico de uma nação.

Os novos desafios e a energia na Cidade do Futuro em 2030

Do lado europeu, o contexto de escassez de recursos energéticos e a atual crise econômica e financeira induzem, por um lado, à redução nos incentivos à produção de energia elétrica com base em energias renováveis e, por outro, à maior incidência sobre a promoção de políticas de eficiência energética no consumo e ao maior empenho no investimento das interligações entre Estados-membros. O desenvolvimento de projetos piloto com base no conceito de *smart grids*, a promoção de *smart cities*, por exemplo, o projeto da InovCity, em Évora, ou a aposta na introdução de veículos elétricos e híbridos (*plug in*) são vetores que irão impactar os mercados de energia elétrica nas próximas décadas (MIDTTUN, 2012).

Apesar de o cenário futuro ser de desafios regulamentares, tecnológicos e de mercado, a integração de uma infraestrutura

consolidada de geração distribuída e do armazenamento elétrico (por exemplo, baterias) pode potencializar um sistema elétrico mais “limpo”, confiável e eficiente, tanto do lado da oferta quanto da demanda. Isso não só melhorará a eficiência na transmissão e distribuição de energia elétrica, como o aumento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica, nomeadamente, por meio de microgeração. Esta contribuirá para reduzir possíveis congestionamentos e perdas na transmissão, visto serem potencialmente menores as necessidades elétricas da demanda que terão de ser satisfeitas, por meio do transporte de energia elétrica por linhas de transmissão de longa distância.

Considerações finais

Eleticidade não é um bem trivial, devido às suas características, desde a rede física necessária, sua geração, até as questões complexas financeiras. Como observado, no setor elétrico é possível coexistirem Estado e empresas. O Estado é responsável por planejamento e regulação dos mercados, e as empresas, por produzir e ofertarem energia elétrica. Logo, não é tarefa simples desenhar e pôr em prática mercados de energia que, de fato, por meio do sistema de preços, incentivem novos investimentos e, ao mesmo tempo, não cobrem preços excessivos das pessoas e de empresas.

Usualmente, o setor elétrico era visto como um monopólio natural, caracterizado pela presença de uma grande empresa verticalizada. Porém, dentro da lógica econômica que afirma que a concorrência é mais benéfica para a sociedade que o monopólio, e que o Estado tem capacidade financeira limitada, foi possível introduzir certos mecanismos de competição nos segmentos extremos da cadeia de valor dessa indústria, isto é, na geração e na comercialização. Os elos respeitantes à transmissão e à distribuição de energia permanecem monopólio natural, carecendo de regulação. Por outro lado, sendo conhecidas as falhas de mercado, é importante que o setor seja coordenado de forma hierárquica, com o governo exercendo

papel de planejador e regulador, enquanto as empresas produzem e vendem eletricidade no mercado.

Nesse sentido, para um futuro próximo, vislumbra-se a ideia de maior integração energética entre mercados e do aumento da participação de fontes renováveis na matriz, o que sugere mais desafios e complexidade inerentes ao setor. Para o futuro, haverá desafios gigantescos, principalmente no sentido de garantir oferta de energia a preços módicos e com respeito ao meio ambiente.

Referências

- CASTRO, N.; LEITE, A. Política para o setor elétrico da União Europeia: rumos contrários ao processo de integração econômica. *Econômica*, v. 11, p. 111-132, 2009.
- CASTRO, N. et al. *Market Design in Electric Systems with High Renewable Penetration*. ICABE – International Conference on Applied Business & Economics. La Coruña, 2010.
- CASTRO, N.; LEITE, A.; ROSENTAL, R. Integração energética: uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul. *Revista de Economia e Relações Internacionais*, v. 12, n. 23, 2013.
- CASTRO, N.; LEITE, A.; TIMPONI, R. Causas da volatilidade do preço spot de eletricidade no Brasil. *Ensaio econômico FEE*, v. 34, n. 2, 2013.
- CHEVALIER, J.; PERCEBOIS, J. *Gaz et Electricité: un Enjeu pour L'Europe et pour La France*. Rapport pour le Conseil d'Analyse Economique du Premier Ministre. Paris, 2008.
- DE ARAÚJO, J. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. *Nova Economia*, v. 11, n. 1, p. 77-96, 2001.
- FREITAS, C.; SILVA, P. P. Evaluation of Dynamic Pass-through of Carbon Prices into Electricity Prices – a Cointegrated VECM Analysis. *International Journal of Public Policy*, v. 9, p. 65-85, 2013.
- GRAU, T.; HUO, M.; NEUHOFF, K. Survey of Photovoltaic Industry and Policy in Germany and China. *Energy Policy*, v. 51, p. 20-37, 2001.
- GREEN, R.; VASILAKOS, N. Market Behaviour with Large Amounts of Intermittent Generation. *Energy Policy*, v. 38, p. 3.211-3.220, 2010.
- HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. *Competition and Choice in Electricity*. West Sussex: Wiley, 1996.
- JOSKOW, P. California's Electricity Crisis. NBER working paper (Working paper 8442). 2001. Disponível em: <papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=281073>. Acesso em: 8 out. 2014.

- JOSKOW, P. Regulation of natural monopolies. In: POLINSKY, A. M. e SHAVELL, S. (orgs.). *Handbook of Law and Economics*, v. 2. North Holland, 2007.
- MAZZUCATO, M. *The Entrepreneurial State: Debunking Public vs Private Sector Myths*. Londres: Anthen Press, 2013.
- MIDTTUN, A. The Greening of European Electricity Industry: A Battle of Modernities. *Energy Policy*, v. 48, p. 22-35, 2012.
- NEWBERY, D. Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market. *RAND Journal of Economics*, v. 29, n. 4, p. 726-749, 1998.
- NEWBERY, D. Market Design for a Large Share of Wind Power. *Energy Policy*, v. 38, n. 7, p. 3.131-3.134, 2010.
- PINDYCK, R.S; RUBINFELD, D. L. *Microeconomia*. São Paulo: Makron Books, 2002.
- SAMEK, J. *Integração elétrica regional*. VI SISSE – Seminário internacional do setor elétrico. Foz do Iguaçu, 2011.
- SANTANA, E.; OLIVEIRA, C. A. *A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil*. Texto para discussão nº 14/98. Florianópolis: UFSC/Depto. de Ciências Econômicas, 1998.
- SILVA, E. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.
- SILVA, P. P.; SOARES, I. EU Spot Prices and Industry Structure: Assessing Electricity market integration. *International Journal of Energy Sector Management*, v. 2, n. 3, p. 340-350, 2008.
- SILVA, P. P. *O sector da energia eléctrica na União Europeia: Evolução e perspectivas*. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.
- TOL, R. The Economic Effects of Climate Change. *Journal of Economic Perspectives*, v. 23, p. 29-51, 2008.
- TOLMASQUIM, M. *Power Sector Reform in Brazil*. Rio de Janeiro: Synergia; Brasília: EPE, 2012.
- VARIAN, H. *Microeconomia*. 8. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

Novo ambiente estratégico de negócios

14.

Antônio Farinha, Guilherme Luiz Susteras e Marcelo Aude

Um conjunto de forças vem no setor elétrico de forma a transformá-lo em um sistema cada vez mais distribuído, porém conectado. A geração de energia, antes realizada por grandes usinas centralizadas, passa a ser cada vez mais dispersa regionalmente. A transmissão e a distribuição, por sua vez, passam a conviver com mais frequência com os fluxos bidirecionais e maiores automação e inteligência na rede. Com o surgimento de novas tecnologias de geração distribuída e redes inteligentes, o consumidor pode deixar de ser um agente passivo, podendo até se tornar um *prosumer* e compartilhar sua energia gerada com outros usuários da rede.

As mudanças no ambiente estratégico de negócios das *utilities*, as forças envolvidas nessa transformação e suas implicações serão analisadas neste capítulo.¹

Transição para o novo ambiente estratégico de negócios

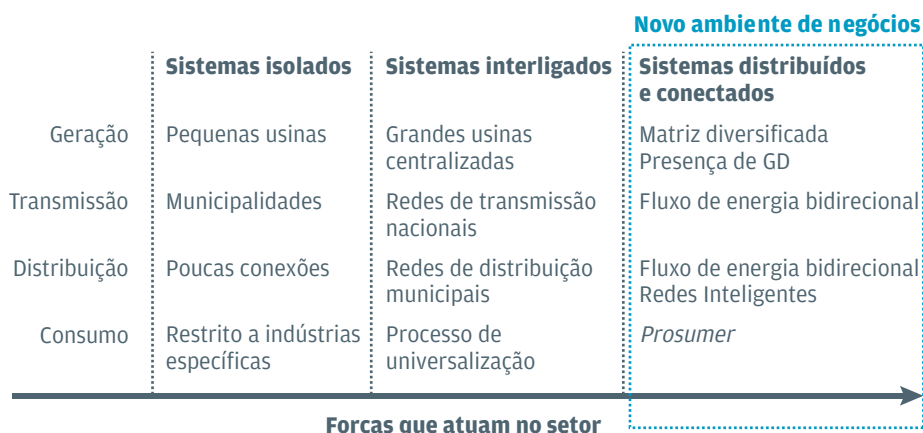
As mudanças no ambiente de negócios do setor elétrico podem não ser tão dinâmicas e rapidamente perceptíveis como as de outros setores, como o de bens de consumo ou o de informática. Po-

1. Este texto foi submetido ao Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (Citeneel) e ao Seminário de Eficiência Energética no Setor Elétrico (Seeneel) 2015.

rém, desde os primórdios, o setor foi sendo influenciado por uma série de forças e passou por transições notáveis em sua estrutura e ambiente competitivo.

Figura 1:
Transição para um
novo ambiente
de negócios

Fonte: Roland
Berger Strategy
Consultants.



A **figura 1** procura ilustrar, de forma esquemática, uma maneira possível de segmentar as grandes ondas de transformação do setor elétrico.

A primeira onda do setor elétrico, identificada na **figura 1** por “Sistemas isolados”, era caracterizada por uma cadeia de valor com geração sendo realizada por pequenas usinas, com transmissão através de municipalidades e redes de distribuição dispersas e escassas. Nessa onda, o consumo era basicamente restrito ao segmento produtivo.

Na segunda onda, identificada por “Sistemas interligados”, a geração passou a ser feita por grandes usinas centralizadas, suportada por redes de transmissão nacionais. A expansão da rede de distribuição e o maior número de interligações possibilitaram o processo de universalização do consumo de energia elétrica.

Finalmente, a terceira e mais recente onda seria a dos “Sistemas distribuídos e conectados”, sobre a qual está sendo construído o novo ambiente de negócios. A terceira onda é caracterizada por uma geração mais diversificada e com maior presença de fontes renováveis. Além da maior diversificação, o desenvolvimento de tecnologias

também está sendo levado a uma geração cada vez mais distribuída regionalmente. No âmbito da transmissão e da distribuição, as principais transformações do novo ambiente de negócios são a introdução dos fluxos bidirecionais na rede e sua maior automação e monitoração (por redes inteligentes). Do ponto de vista do consumo, o novo ambiente de negócios contará com a presença de um novo perfil de consumidor: o *prosumer*, termo formulado por Alvin Toffler no livro *A terceira onda* e significa, no contexto de uma rede elétrica, um consumidor que também tem a capacidade de produzir energia e que poderia disponibilizá-la a outros consumidores pela rede (FALCÃO, 2012). Essa nova modalidade de consumo pode impactar na forma com que as *utilities* realizam seus negócios, especialmente no âmbito da distribuição, pois a relação que o cliente terá com a rede elétrica poderá ser alterada.

Forças que estão criando um novo ambiente estratégico de negócios

Essa terceira onda sobre a qual está sendo construído o novo ambiente estratégico de negócios é impulsionada por uma série de forças que altera a dinâmica dos mercados de energia elétrica no mundo.

Como ilustrado na **figura 2**, as forças mais notáveis seriam: o maior poder para o cliente, o maior foco em sustentabilidade e a introdução de tecnologias disruptivas na rede elétrica. Em especial no caso brasileiro, a regulação surge como importante componente, que pode tanto acelerar quanto inibir o impacto dessas forças.

Maior poder para o cliente

No Brasil, nos últimos 20 anos, o setor elétrico conseguiu universalizar o atendimento e garantir padrões de qualidade mais altos.

Entre 1970 e 2010, quase 50 milhões de consumidores brasileiros ganharam acesso ao fornecimento de energia elétrica (**figura 3**).

Figura 2:

Forças que estão influenciando o setor elétrico

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants.

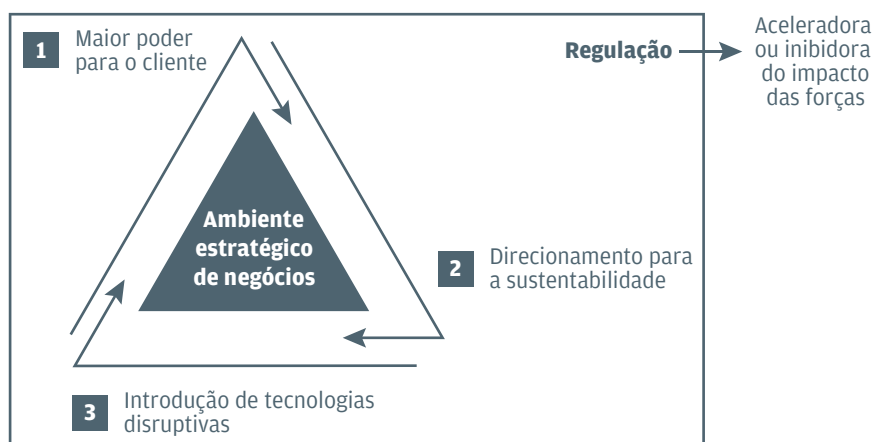
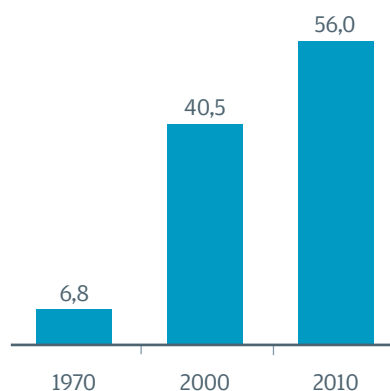


Figura 3:

Evolução do número de consumidores de energia elétrica (MM)

Fonte: Censo Demográfico 2010 (IBGE).



A distribuição alcançou patamares significativos de qualidade, com redução dos índices DEC e FEC² e aumento da satisfação dos clientes³ desde a década de 1990.

Ao mesmo tempo que tiveram acesso à energia elétrica de melhor qualidade, os consumidores brasileiros também

aumentaram sua exigência em relação aos serviços de utilidade pública e estão mais atentos aos seus direitos. A pesquisa publicada pelo Instituto Akatu, em 2013, conhecida como “Rumo à Sociedade do Bem-Estar”, mostrou que os consumidores brasileiros estão dispostos a punir empresas que assumem determinadas posturas não éticas. Como ilustrado na **figura 5**, mais de 90% dos consumidores deixariam de realizar uma compra caso se deparassem com propagandas enganosas. Em torno de 80% fariam

2. Índices de qualidade do suprimento de energia elétrica: Duração Equivalente por Consumidor (DEC); Frequência Equivalente por Consumidor (FEC).

3. Medida pelo (ISQP): Índice da Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP): percentual de clientes satisfeitos ou muito satisfeitos.

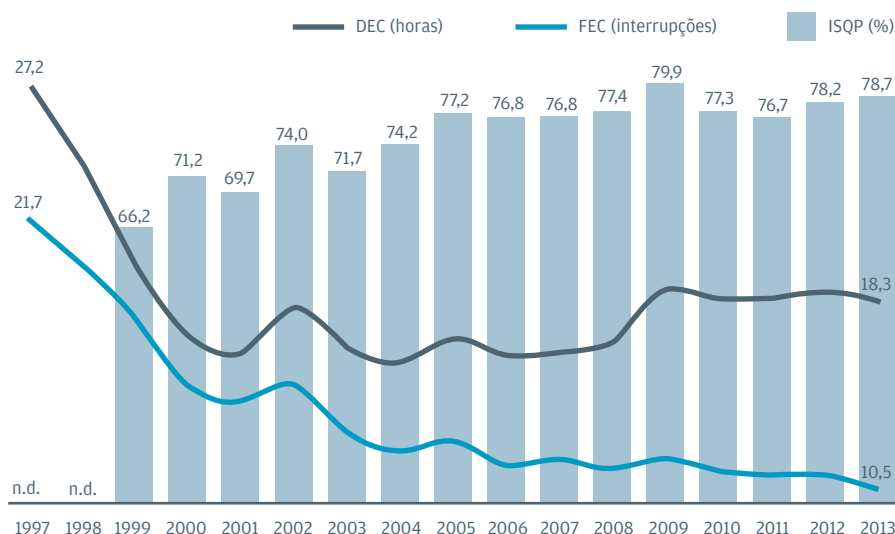


Figura 4: Evolução dos índices de qualidade e satisfação dos consumidores

Fonte: Aneel; Procon.

o mesmo se identificasse que a empresa fabricante de determinado produto pratica discriminação contra funcionários ou causa impactos socioambientais negativos à sociedade.

Esse consumidor, que por natureza influencia o mercado por suas decisões de compra, uma vez mais exigente, passará a influenciar o regulador na definição de regras e políticas para o setor.

A **figura 6** esquematiza essa nova dinâmica de interação entre os agentes do setor elétrico, como já ocorre em alguns países.

Por exemplo, no Reino Unido, onde o preço da eletricidade para as residências vem passando por significativos aumentos nos últimos 10 anos, os consumidores têm-se envolvido na discussão do nível das tarifas. Desde outubro de 2013, uma revisão do modelo concorrencial está sendo analisada após uma série de acusações

Práticas empresariais [% que reduziria compra]

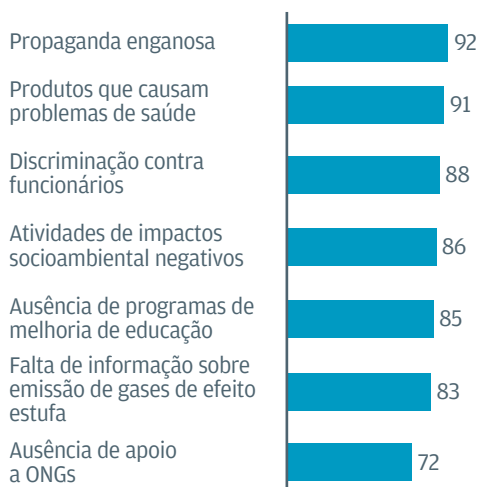


Figura 5: Disposição dos consumidores a punir práticas não éticas

Fonte: Instituto Akatu (2013).
Elaboração Roland Berger Strategy Consultants.

Figura 6:

Nova dinâmica de interação entre agentes do setor elétrico

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants.



de que as *utilities* britânicas estariam obtendo lucros demasiado altos. Manifestações populares incentivaram investigações das seis maiores empresas do setor. Já foi levantada a possibilidade de que a Competition and Market Authority (CMA) obrigue as maiores empresas do setor a separar seus negócios de geração e suprimento de energia (THE NEW YORK TIMES, 2014).

Por isso, torna-se cada vez mais essencial que as *utilities* entendam as demandas dos consumidores e monitorem suas reações. Agora, elas precisam garantir o suprimento de energia elétrica e também alinhar sua estratégia e seus modelos de negócio das *utilities* aos interesses da sociedade. Oportunidades podem surgir na aproximação do consumidor com as empresas, e a que for pioneira na oferta de produtos inovadores terá grande diferencial em relação às outras.

Direcionamento para a sustentabilidade

Um maior compromisso ambiental está transformando a forma de consumir energia no mundo. Os agentes estão cada vez mais preocupados com a sustentabilidade do consumo e do crescimento econômico, buscando formas mais conscientes de conviver com o meio ambiente.

Em nível internacional, o direcionamento à sustentabilidade tende a estar mais relacionado sobretudo com a mitigação do aquecimento global, com a adoção de políticas capazes de levar à menor intensidade de carbono da economia e, dessa forma, transformar o ambiente estratégico de negócios.

Um exemplo de que o maior foco em sustentabilidade e a maior atuação dos consumidores podem moldar o novo ambiente estratégico de negócios é o fenômeno conhecido como “Energiewende” (ou “transformação energética”, em tradução livre). O termo surgiu na Alemanha, em 1970, resultado de uma série de manifestações contra a expansão das usinas nucleares no país. (MORRIS e PEHNT, 2014). Foi em 1984, com a publicação de um artigo homônimo do German Institute for Applied Ecology que o termo ganhou enfoque formal e ultrapassou o âmbito da geração nuclear. Pesquisadores queriam provar que a equação “crescimento com menos emissões” era possível se a política energética tivesse como suporte as energias renováveis e a eficiência do consumo (AGORA, 2013).

A **figura 7**, do estudo “Energy Transition — The Germany Energiewende”, compara as taxas de crescimento econômico da Alemanha com as de crescimento da emissão de gases de efeito estufa. O estudo concluiu que, entre 1991 e 2012, o PIB *per capita* aumentou 28% e emissão de gases de efeito estufa foi reduzida em 22% no mesmo período.

Além do aumento da participação das fontes renováveis na matriz energética alemã, o Energiewende levou a uma forte pressão para o fim das usinas nucleares no país. Embora a sociedade demandasse políticas para a redução do uso dessa fonte energética, foi apenas com o acidente na usina nuclear de Fukushima Daiichi,

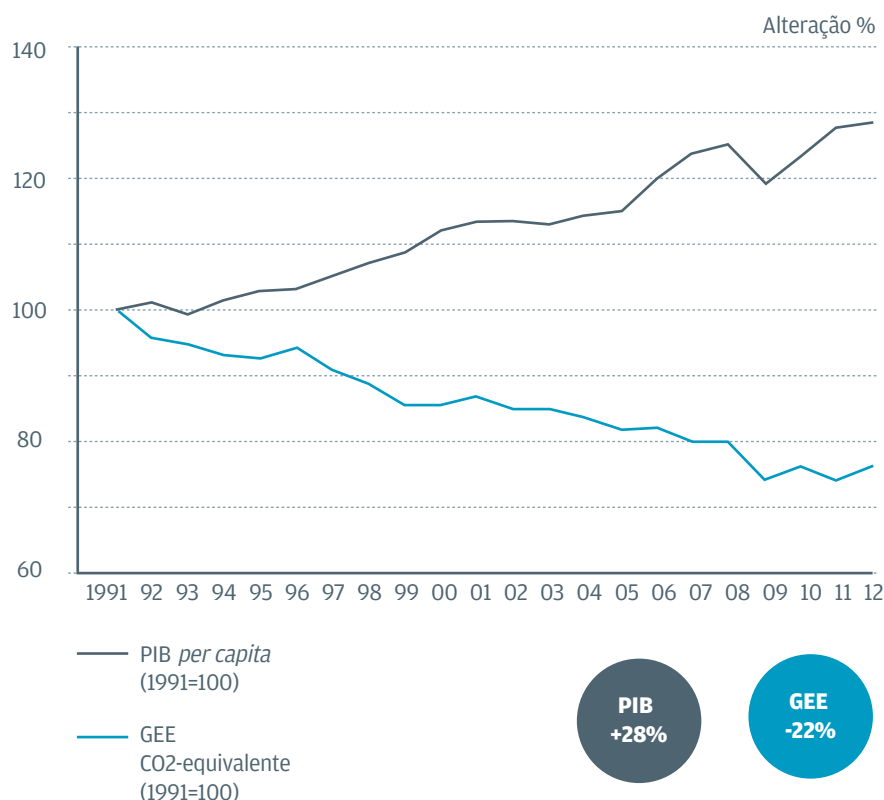
Figura 7:

Crescimento econômico alemão e emissões de gases de efeito estufa

Fonte: Heinrich Boll Stiftung.

Alemanha: Crescimento econômico, emissões em declínio

Mudança de Produto Interno Bruto (PIB) e gases de efeito estufa (GEE) na Alemanha, 1991-2012



em 2011, no Japão, que uma regulamentação definitiva foi publicada. Após o acidente, Ângela Merkel anunciou um programa cuja meta era desligar os 17 reatores nucleares do seu país até 2022. Para estabelecer um patamar de comparação, em 2011, a energia nuclear representava em torno de 23% da capacidade de geração da Alemanha. Por meio de metas progressivas, a Alemanha está a caminho de uma matriz energética mais limpa e com menor participação de usinas nucleares. Em 2013, 25% da geração de energia alemã foram provenientes de fontes renováveis, um grande salto comparado com os 5% de 20 anos antes (IEEE, 2013).

Inclusive em grandes potências, como os Estados Unidos e a China, onde a preocupação com mudanças climáticas iniciou-se posteriormente que na Europa, rigorosas políticas estão surgindo

para combater às mudanças climáticas. Nos Estados Unidos, foi lançado, em 2014, o EPA Clean Power Plan, que pretende reduzir em 30% as emissões de gases por geradoras de energia até 2030, em comparação com 2005 (EPA, 2014). Embora ainda não tenha detalhado seus planos de combate às mudanças climáticas, a China já acena num estabelecimento de possíveis limites sobre o tema a partir de 2016. Posicionamentos como esses reforçam o maior direcionamento para a sustentabilidade, que deve ganhar força nas próximas décadas e pode impactar principalmente o setor elétrico.

Tecnologias disruptivas

Até 2030, tecnologias como redes inteligentes (*smart grids*), geração distribuída, e armazenagem estarão ainda mais desenvolvidas e difundidas na rede elétrica. Todas essas tecnologias disruptivas irão impactar, em certo grau, o negócio tradicional das distribuidoras de energia elétrica.

Redes inteligentes

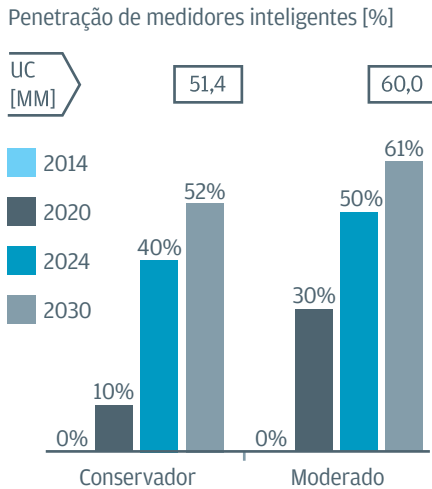
Em estudo realizado em 2011, conforme ilustrado pela **figura 8**, a ABRADEE estima que, até 2030, mais da metade das unidades consumidoras do Brasil terão medidores inteligente (capaz de se comunicar com a distribuidora para cobrança da tarifa dinâmica, não necessariamente equipado com corte relógio).

As redes inteligentes, que utilizam tecnologias de informação e comunicação para gerenciar e monitorar o transporte de eletricidade, transformarão o modelo atual de operação da distribuição e a rede elétrica tradicional. Sua introdução levará a diversas mudanças de paradigmas, entre as quais se destacam:

- Papel do consumidor: passará a ser mais ativo e informado, com possibilidade de monitorar o consumo em tempo real e com maior detalhamento;

Figura 8:
Projeção de
instalação de
medidores
inteligentes

Fonte: Abradee
(2011); Roland
Berger Strategy
Consultants.



- Mercados de energia: serão cada vez mais integrados e multi-direcionais;
- Foco do sistema: maior foco na análise dos dados disponibilizados pela rede;
- Fluxo-padrão: a carga será capaz de seguir a geração, via sinais de preço.

Dessa forma, as redes inteligentes também influenciarão novos modelos de negócios. Para as distribuidoras, a automação da rede permitirá maior monitoramento e a possibilidade de operações remotas para outras *utilities*. O aumento no volume de informações disponíveis para as distribuidoras também permitirá que uma série de novos produtos e serviços seja oferecida aos consumidores, tanto residenciais quanto industriais e comerciais. Por exemplo, serviços como diagnósticos do consumo e automação residencial poderão ter maior importância no portfólio de serviços das *utilities*. Ainda alavancando o *big data*,⁴ as distribuidoras podem gerar valor por dados coletados da rede para identificar perfis de consumo e personalizar sua oferta aos clientes. Por exemplo, oferecer solução de microgeração distribuída para clientes residenciais com altos níveis de consumo.

A **figura 9** resume as principais oportunidades de negócios viabilizadas pelas redes inteligentes.

Geração distribuída

Também impulsionada pelo desenvolvimento tecnológico no setor elétrico, a geração distribuída faz cada vez mais parte da matriz de geração de países preocupados com a mitigação de impactos

4. O mesmo que megadados: grande volume de dados que permitem análises e conclusões.

Alavanca	Oportunidades
Maior automação da rede	• Gestão de serviços (ex: telegestão da iluminação pública) • Serviços de monitoramento e operações remotas para outras <i>utilities</i>
Desenvolvimento de <i>know-how</i> em redes de telecom	• Serviços de instalação, manutenção e operação de redes de telecom para outras <i>utilities</i>
Maior volume de dados disponíveis	• Oferta de novos produtos e serviços (ex: diagnóstico do consumo e automação residencial) • Personalização de ofertas aos clientes decorrentes da identificação de perfis de consumo

Figura 9: Principais oportunidades de negócios viabilizadas pelas redes inteligentes

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants.

ambientais. Até setembro de 2012, mais de 1,2 milhão de unidades de geração solar fotovoltaicas foi instalado na Alemanha, representando uma capacidade de geração de pico de 31 GWp. No país, a participação da energia solar já é equivalente à de outras fontes renováveis, e em 2012 a geração solar distribuída chegou a representar 40% da demanda de pico em alguns dias do ano. O desenvolvimento da tecnologia do país foi resultado principalmente da política de *feed in-tariffs*⁵ e da queda nos preços da tecnologia (IEEE, 2013).

Embora seja uma tecnologia ainda pouco disseminada no Brasil, já existem pequenas iniciativas de microgeração distribuídas no país. Até março de 2014, já haviam sido instalados 66 projetos de geração solar distribuída sob o Registro (RN482), totalizando 1,4 MW de potência. De acordo com estudo encomendado pelo Instituto Abrace de Energia para a DNV Kema, a geração e microgeração distribuídas podem atrair investimentos de até 49 bilhões de reais até 2030, tendo potencial para representar 8% da matriz (ABEEólica, 2013).

Armazenagem

A armazenagem de energia, por sua vez, é uma das tecnologias disruptivas do setor elétrico com o maior potencial de impactar o

5. Mecanismo que consiste no estabelecimento de uma tarifa de venda da energia acima da tarifa de mercado (a tarifa *feed in*) para as fontes renováveis. Dessa maneira, as *feed in-tariffs* garantem um preço para o gerador de fontes alternativas por até vinte anos.

modelo de negócios atual das *utilities*. A principal ameaça da tecnologia é a de que os consumidores se desconectem da rede se obtiverem fácil acesso a soluções de armazenagens combinadas a sistemas de microgeração distribuída.

Embora ainda sejam tecnologias em desenvolvimento, a disseminação da armazenagem conectada à rede tende a crescer nos próximos anos (*Grid-Connected Energy Storage Solutions* – GCESS). Impulsionadas pela maior participação de fontes renováveis na matriz energética mundial, as tecnologias GCESS podem passar de 340 MW, conectados em 2013, para 40 GW em 2020 (IHS, 2013).

As baterias, especialmente as de lítio, que representarão a maior parte da armazenagem, ainda são soluções caras e pouco flexíveis (IHS, 2013). Entretanto, a descoberta de novos insumos para as baterias e o desenvolvimento de novas tecnologias podem reduzir o preço da unidade de armazenamento e alavancar sua disseminação.

Embora o uso da tecnologia possa parecer uma potencial ameaça ao modelo de negócio das *utilities*, é possível explorar os sistemas de armazenagem como oportunidade comercial. A RWE, por exemplo, oferece aos clientes na Alemanha a possibilidade de combinar a instalação de painéis solares com sistemas de armazenagem.

Nova dinâmica do ambiente estratégico de negócios

A combinação das novas forças de mercado surgindo no setor elétrico mundial e brasileiro — nomeadamente o maior poder para o cliente, o maior foco em sustentabilidade e a introdução de tecnologias disruptivas na rede elétrica — leva a uma nova dinâmica do ambiente estratégico de negócios que implicará a mudança do ambiente competitivo, com novos *players* atuando no setor e também em um possível novo papel para o regulador. Novas oportunidades de modelos de negócios também serão abertas para atuação das *utilities*, principalmente decorrente das tecnologias disruptivas, que ampliam o escopo de atuação dessas empresas.

Novo ambiente competitivo do setor

As forças atuando para criar um novo ambiente estratégico de negócios (maior poder para o cliente, foco em sustentabilidade e a introdução de tecnologias disruptivas na rede elétrica) irão permitir a entrada de novos *players* no setor elétrico, entre os quais destacam-se os pequenos *players*, os *virtual system operators*, a figura do *demand side manager* e os *prosumers*.

Pequenos *players*

Esses novos *players* estão entrando no setor elétrico principalmente por meio de investimentos em geração por fontes alternativas. Sobretudo em relação às eólicas, a presença de *players* de pequeno porte nos leilões de geração é cada vez mais notável.

Por serem menores e possuírem estruturas mais enxutas, eles são mais dinâmicos e podem apresentar ameaça ao modelo de negócios atual das *utilities* tradicionais. Em um ambiente de negócios no qual as novas tecnologias são menos intensivas em capital, os *players* pequenos podem ter vantagem em relação aos grandes grupos tradicionais por conseguirem prospectar mais de maneira mais ágil novos modelos de negócios.

A questão que se coloca com o desenvolvimento da atuação dos pequenos *players* no mercado é a possível consolidação desses agentes por grandes grupos tradicionais. Os ganhos de escala proporcionados pela consolidação podem levar a fusões e aquisições no setor e reduzir o número de *players* no futuro.

Virtual system operator

Outro novo entrante do setor que tem potencial de impactar a dinâmica do ambiente estratégico de negócios é o *virtual system operator*. Impulsionado pela disseminação da geração distribuída, esse agente seria responsável pela integração de pequenas fontes de geração intermitente. Ao gerenciar um portfólio de pequenos gerado-

res, o *virtual system operator* consegue operá-los como um recurso único e pode até vender essa energia no mercado como advinda propriamente de uma usina de geração (essas usinas virtuais são denominadas *Virtual Power Plants* – VPPs).

Embora o *virtual system operator* possa ser um agente independente, as *utilities* também poderiam assumir esse papel. Uma das vantagens para as *utilities* da implementação de várias VPPs é a possibilidade de segmentar regiões e poder oferecer modelos de negócios customizados para cada grupo de clientes (ZURBORG, 2010). A *utility* alemã RWE atua nesse mercado e, no momento, conta com 80 MW de capacidade instalada em VPPs. A empresa iniciou pilotos em 2010 e, desde 2012, negocia a eletricidade produzida por VPPs na Bolsa de Energia EEX. A flexibilidade das VPPs agrega muito valor às *utilities*, sendo também uma alternativa de manter a rentabilidade das distribuidoras em um cenário no qual a autoprodução se faz cada vez mais presente (MANTZ, 2013). Para os autoprodutores, participar de uma VPP traz benefícios, pois eles ganham acesso ao mercado de bolsas de energia e têm sua energia gerida por uma *utility*.

Demand response management

Já existe um novo modelo de negócio que vem ganhando maior relevância nos mercados mais desenvolvidos de energia elétrica: é o de “resposta à demanda”. Empresas de *demand response management*, como a europeia Restore, são contratadas por geradoras, transmissoras e consumidores finais para cortar o suprimento de eletricidade e aliviar o excesso de demanda em situações críticas.

Empresas de *demand response management* promovem maior eficiência energética no sistema e permitem redução das emissões de gases de efeito estufa, já que, na maioria dos casos, as *utilities* utilizam fontes térmicas para despachos rápidos.

Os grandes consumidores de energia elétrica buscam empresas de *demand response management*, pois recebem pagamentos no caso de corte do suprimento, e porque esse serviço também viabiliza a redução de emissão de gases de efeito estufa (até 1.600 ton/ MW/

ano de CO₂). Na outra ponta da cadeia, as *utilities* contratam os serviços de empresas como a Restore, de forma a balancear melhor sua carga, reduzir emissões e até postergar a necessidade de construção de novas plantas.

Prosumers

Por fim, os *prosumers* implicam uma grande mudança operativa no sistema elétrico, pois introduzem fluxos bidirecionais na rede. Em algumas regiões da Alemanha, por exemplo, a energia injetada pelos *prosumers*, não pela rede elétrica, já chegou a ser maior do que a energia consumida. Tais eventos causam uma série de interferências na rede elétrica e podem gerar até danos físicos à infraestrutura.

Outro ponto que se levanta com a disseminação dos *prosumers* no setor é a questão da remuneração dos ativos. Os modelos de remuneração que têm como base o volume consumido de energia poderão não ser mais aplicáveis em regiões com *zero net energy* (ZNE). Em regiões em regime ZNE, o consumo volumétrico de energia é praticamente zero, em decorrência da disseminação da geração distribuída (e dos *prosumers*) e de tecnologias mais eficientes. Embora o consumo dessas regiões possa ser muito baixo, elas permanecerão dependentes da rede de distribuição de energia elétrica (THE ELECTRICITY JOURNAL, 2012). Dessa forma, não só os modelos operativos deverão ser revistos com a inserção dos *prosumers* na rede, mas também os modelos regulatórios vigentes.

Além das mudanças operativas e de remuneração, os *prosumers* impactarão no modelo de negócio das *utilities* por terem uma dependência diferenciada da rede de distribuição convencional. A regulação brasileira está se adaptando gradativamente para incorporar a presença da figura do *prosumer*. No Brasil, a Resolução 482/2012 atualmente estabelece que, no caso de ocorrer excedente de consumo, o pagamento será realizado pela diferença entre a energia consumida e a gerada. Porém, se a geração superar o

consumo, o crédito de energia passa para os meses seguintes (até 36 meses) e pode ser utilizado apenas em outra unidade consumidora do mesmo titular.

Mudança no papel do regulador

Além de garantir a concorrência e fiscalizar a atuação dos agentes de mercado, a defesa do interesse público faz parte das atribuições do regulador do setor elétrico. No Brasil, a agência reguladora do setor é a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, cujas atribuições são (ANEEL, 2002):

- Promover condições para a competição;
- Zelar pela qualidade dos serviços;
- Garantir a modicidade tarifária;
- Diminuir divergências entre agentes e entre eles e os consumidores;
- Assegurar a universalização dos serviços.

Sob a ótica regulatória, fatores como uma postura mais ativa do consumidor, a introdução de inovações tecnológicas, a entrada de novos atores e a alteração da dinâmica concorrencial tendem a exigir diversas inovações e adaptações no marco regulatório, que irão, necessariamente, impactar a forma de atuação das agências reguladoras. Essa assertiva baseia-se no pressuposto de que as alterações no ambiente regulatório são cruciais para estimular a evolução do setor, em função do papel estratégico que a regulação exerce ao viabilizar ou não os novos investimentos. Assim, ela dita o ritmo de introdução das inovações que, em última instância, circunscrevem as novas possibilidades de atividades empresariais. Tanto pela novidade dos novos serviços e produtos quanto pela natureza dos novos *players* envolvidos, não monopolistas como empresas de rede tradicionais, a tendência é a adoção de uma postura menos determinativa por parte do regulador. Possivelmente, a atuação do regulador de energia elétrica pode passar a

ser mais semelhante ao perfil de atuação da Anatel, com maior foco na fiscalização.

Novos modelos de negócios para as *utilities*

Grande parte dos novos modelos de negócio para as *utilities* será viabilizada pelas tecnologias disruptivas, as quais ampliarão o escopo de atuação potencial das empresas.

Em relação às redes inteligentes, o maior volume de dados proporcionados pela tecnologia será um dos principais *drivers* do desenvolvimento de novos modelos de negócios. Com o uso do *big data*, as *utilities* poderão desenvolver e aprimorar seus serviços ao consumidor, como as consultorias em eficiência energética. Também alavancando a instalação de medidores inteligentes, as *utilities* terão muito mais clareza do perfil de consumo de seus clientes e poderão passar a comercializar produtos e serviços customizados ou, ainda, vender essas informações para terceiros (exemplo: empresas de varejo ou do setor financeiro), sujeitos à devida regulamentação.

Por fim, as redes inteligentes também irão demandar que as distribuidoras desenvolvam suas redes de telecomunicações e que passem a geri-las como atividade *core*. O *know-how* adquirido com a operação dessas redes de telecomunicações poderá viabilizar novos modelos de negócios, como os serviços de instalação e operação de redes para *utilities* de outros setores, como gás, água etc.

No caso da geração distribuída, por exemplo, além da possibilidade de se tornarem *virtual system operator*, as *utilities* poderão atuar também com serviços de instalação, manutenção e gestão de painéis solares e minieólicas. A *utility* alemã E.ON, por exemplo, já atua amplamente nesse mercado de produtos e serviços para geração distribuída (solar residencial, no caso). Antes mesmo da efetivação da venda dos painéis solares, a empresa oferece uma análise de viabilidade gratuita para potenciais clientes. A E.ON realiza estimativas sobre o rendimento esperado dos painéis solares com base na arquitetura e localização dos telhados. Sendo efetivada a compra, a *utility* instala (com apoio de parceiros) os painéis e inversores nas

residências, realizando também testes de qualidade e desempenho. Além de oferecer garantias, a empresa e seus parceiros providenciam as manutenções necessárias para os clientes.

Já no âmbito da armazenagem, as *utilities* podem se espelhar em empresas como a DZ4, que estão aproveitando as novas tecnologias para inovar na oferta de modelos de negócios. A DZ4 é uma empresa alemã que oferece serviço de aluguel de placas solares fotovoltaicas combinadas com sistemas de armazenagem. Dessa forma, a empresa possibilita o ingresso de consumidores residenciais na microgeração, sem a necessidade de altos investimentos. Por uma solução combinada, o cliente aluga um sistema combinado de placas solares com armazenagem e se torna um candidato a ser autossuficiente em relação à rede.

Implicações do novo ambiente estratégico de negócios

Um novo ambiente de negócio do setor elétrico pode ser construído com base nas tendências previamente identificadas: introdução de tecnologias disruptivas, maior poder ao consumidor e foco em sustentabilidade. As inovações tecnológicas, por sua vez, abrirão oportunidades de novos modelos de negócios para as *utilities*, muitas vezes fora de seus ramos tradicionais de atuação. As mudanças nos paradigmas de consumo de energia elétrica e o maior foco em sustentabilidade obrigarão as empresas a alinhar suas estratégias às demandas da sociedade.

Nesse novo ambiente de negócios, as *utilities* irão se deparar com novas oportunidades de posicionamento e diversas alternativas de modelos de negócios para adotar. Para que essa definição seja feita de forma assertiva, cada *utility* idealmente deveria comparar suas competências atuais com as requeridas em cada posicionamento.

Possíveis posicionamentos das *utilities* no novo ambiente de negócios

No novo ambiente estratégico de negócios, as *utilities* poderão assumir pelo menos três posicionamentos estratégicos:

- Focar uma plataforma física de fornecimento de energia;
- Alavancar sua plataforma física para operar outras redes fora do segmento de energia (exemplo: redes de água, esgoto, telecomunicações etc.) e/ou oferecer serviços de energia (exemplo: instalação de placas solares e de postos de carregamento de veículos elétricos etc.);
- Alavancar sua plataforma comercial para oferecer serviços além do negócio de energia (exemplo: telecomunicações, TV a cabo, internet etc.).

Cada um dos possíveis posicionamentos e seus racionais são sumarizados na **figura 10**.

A *utility* do tipo 1, hipoteticamente localizada no quadrante esquerdo inferior da matriz da **Figura 10**, seria uma empresa que atua somente na operação de redes de energia (elétrica e/ ou a gás). Os racionais para uma *utility* decidir pelo posicionamento do tipo 1 seriam, basicamente:

- Alavancar sua *expertise* em operação de redes (exemplo: pela implementação de maior inteligência na sua rede);
- Usufruir dos benefícios do mercado regulado (exemplo: previsibilidade de receitas);
- Maximizar ganhos de escala.

Embora, sob uma primeira avaliação, o posicionamento do tipo 1 pareça restringir o potencial de crescimento futuro da *utility*, essa conclusão acaba se tornando um equívoco se forem consideradas as possibilidades de internacionalização ou de crescimento no mercado de energia, por meio de fusões e aquisições. Além disso, abrir mão da atuação em modelos de negócios e da operação de rede de energia pode fazer sentido estratégico para empresas que, por exemplo,

Figura 10:
Possíveis
posicionamentos
das *utilities* e
seus racionais

Fonte: Roland
Berger Strategy
Consultants.



Caminhos possíveis

operem em mercados não liberalizados ou para as que acreditam que o custo de desenvolver competências comerciais, ou de operação de outras redes seja muito elevado. As competências necessárias para sair do modelo tradicional de negócios são inúmeras e demandam mudanças organizacionais e culturais nas *utilities*.

A *utility* do tipo 2 pode estar localizada tanto no quadrante esquerdo superior quanto no direito inferior da matriz ilustrativa. No primeiro caso, a *utility* do tipo 2 seria aquela que atua somente na operação de redes de energia (elétrica e/ ou a gás) e que oferece somente serviços de energia que se baseiam na rede elétrica. Por exemplo: instalação e manutenção de painéis solares, instalação e operação de postos de carregamento de veículos elétricos, consultoria em eficiência energética etc. Os principais racionais para uma empresa oferecer serviços de energia seriam:

- Reduzir a dependência do mercado de energia;
- Melhorar a experiência do cliente;
- Atingir sinergias comerciais;
- Realizar *cross-selling* de produtos de energia (exemplo: oferta de instalação de painéis solares combinada com postos de carregamento residenciais).

No segundo caso, a *utility* do tipo 2 seria uma empresa que ultrapassa a atuação no mercado de energia e passa a operar outras redes, como telecomunicações, TV a cabo e internet. Empresas desse quadrante não ofertam serviços e mantêm como *core business* a operação de redes. Os racionais para esse posicionamento também seriam reduzir a dependência do mercado de energia e melhorar a experiência do cliente. Porém, os principais motivadores para uma *utility* expandir sua atuação para outras redes seriam as sinergias operacionais. Além de alavancar sua *expertise* na operação de redes, as *utilities* podem atingir sinergias na instalação, operação e manutenção das redes. Na instalação, as sinergias seriam principalmente no caso de enterramento dos fios. Na manutenção e operação, além do centro de operações, seria possível compartilhar a mão de obra que trata das diferentes redes por meio de equipes multifuncionais.

Por fim, a *utility* do tipo 3, localizada no quadrante direito superior, seria o que é conhecido por *multi-utility*. Seriam empresas que oferecem serviços além do negócio de energia. Na Europa, o conceito de *multi-utility* veio ganhando força com a liberalização do mercado

de energia elétrica. Empresas holandesas, como a Delta, passaram a desenvolver, a partir dos anos 1990, novos modelos de negócios e iniciaram a atuação em novos segmentos. A Delta atua na geração e distribuição de eletricidade, gerenciamento de resíduos, distribuição de gás e água, multimídia e telecomunicação móvel da província de Zeeland (Holanda). Os raciais para uma *utility* diversificar radicalmente sua atuação e explorar novos mercados fora da energia seriam, principalmente, a busca por receitas em segmentos competitivos e a redução da dependência do mercado de energia.

Existem diversos caminhos alternativos para uma *utility* expandir sua atuação além do negócio tradicional de “poste e fio”. Como também ilustrado na **figura 10**, uma *utility* pode passar do posicionamento 1 para o 2, alavancando sua plataforma física de energia já existente. Sendo uma empresa do tipo 2, a *utility* pode escolher manter o posicionamento ou ainda explorar a plataforma comercial que desenvolveu para se tornar uma empresa do tipo 3. Outro caminho possível para a *utility* do tipo 1 que queira diversificar sua atuação é alavancar sua *expertise* na operação de redes e passar a operar em segmentos como telecomunicações. Da mesma forma, ela pode escolher manter o posicionamento ou alavancar a plataforma física que desenvolveu em outras redes, para passar a oferecer serviços aos consumidores e a se caracterizar como uma *multi-utility* (posicionamento do tipo 3).

Para assumir um posicionamento do tipo 3, uma *utility* poderia ainda realizar um percurso diagonal e procurar estender sua atuação para outros segmentos de redes, operando-os e também oferecendo serviços correlatos.

No ambiente de negócios atual, é possível identificar *utilities* que atuam sob esses posicionamentos. A **figura 11** procura ilustrar essa alocação das *utilities* na matriz de posicionamentos.

Empresas como a ERDF e National Grid, no Reino Unido, são exemplos de *utilities* que têm sucesso focando sua atuação na operação de redes de energia. Empresas como essas focam seus esforços em operar a rede com excelência e atingir ganhos de escala. A CenterPoint Energy, por sua vez, é uma *utility* do tipo 1, que surgiu

Detém ativos

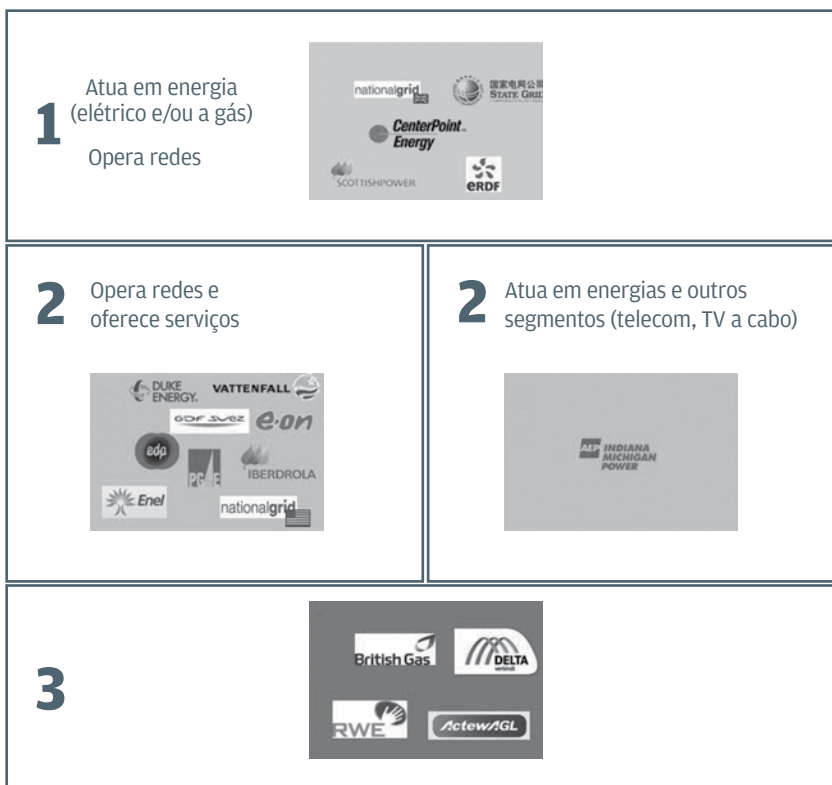


Figura 11:
Exemplos de *utilities* e empresas por posicionamento

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants.

Não detém ativos

Serviços de energia



como resultado de uma reconcentração de esforços na operação de redes da antiga Houston Gas Light Company. Em 1866, a Houston Gas Light Company foi criada nos Estados Unidos para fornecer gás para iluminação pública. Após uma série de fusões e aquisições, a empresa passou por um processo de verticalização e se transformou em NorAm Energy Services em 1995. Por esses movimentos de mercado, a NorAm passou a ser uma geradora, distribuidora e também comercializadora de energia no atacado para

todo o território americano. Em 1997, pela fusão com a Houston Industries Inc., a empresa passou a ser uma das maiores *utilities* integradas do país (tendo seu nome alterado para Reliant Energy Inc. em 1999). Alavancada pela liberalização do mercado de energia elétrica em diversos estados norte-americanos (especialmente no Texas), a empresa começou a desenvolver e ofertar uma série de serviços não regulados no país. Porém, após a reestruturação do mercado texano, a Reliant Energy Inc. vendeu não só seus ativos de geração, mas também sua divisão de varejo e serviços não regulados. Assim, surgiram, em 2002, duas empresas distintas: a CenterPoint Energy, de transmissão e distribuição de energia para o estado do Texas, e a Reliant Resources, que manteve atividades de geração, comercialização e serviços.

Empresas como a espanhola Iberdrola e a portuguesa EDP expandiram sua atuação e alavancam sua rede para oferecer serviços de energia diretamente a seus consumidores (ex: instalação de postos de carregamento de veículos elétricos). Um exemplo de empresa com posicionamento 2 que opera diversas redes seria a AEP Indiana Michigan Power, que opera redes de energia elétrica nos Estados Unidos mas também redes de telecomunicações.

A Delta, como descrito anteriormente, é um exemplo de *multi-utility*. Comercializa o que chama de ofertas *double-triple*, sendo elas compostas por “dois trios”:

- Trio de utilidades: gás, eletricidade e água;
- Trio de telecomunicações: serviços de TV, telefone e internet.

Empresas como British Gas e RWE também podem se caracterizar pelo posicionamento do tipo 3, pois atuam com serviços além do segmento de energia. As duas empresas ampliaram o escopo de atuação após a intensificação do processo de liberalização do mercado de energia europeu nos anos 1990. Embora ainda classificadas como empresas do tipo 3 por atuarem em diversos serviços, tanto a Centrica (British Gas) quanto a RWE experimentaram, no passado, uma gama muito mais ampla de serviços do que possuem atualmente.

Nos anos 1990, a Centrica diversificou sua atuação a ponto de desenvolver uma divisão de cartões de crédito (sob o nome Goldfish), adquirir uma empresa de serviços automotivos (The Automobile Association) e uma empresa de telecomunicações (OneTel). A partir dos anos 2000, com uma mudança de estratégia, a Centrica vendeu gradativamente as divisões previamente citadas (2003, 2004 e 2005, respectivamente). A venda das divisões foi motivada principalmente pela nova estratégia da empresa de focar a expansão de sua presença internacional pelo fortalecimento de *core business*. As divisões de cartões de crédito, serviços automotivos e telecomunicações não apresentavam potencial de agregação de valor em mercados internacionais e não proviam retorno suficiente para justificar as complexidades inerentes às suas operações. Hoje, a Centrica oferece, por meio da British Gas, serviços de manutenção doméstica (ex: reparos de eletrodomésticos, limpeza de esgoto etc.) e também seguros residenciais.

De forma similar à Centrica, a E.On também reduziu seu portfólio de serviços após um movimento de diversificação entre 1990 e o início dos anos 2000. Após o fim do monopólio no setor de telecomunicações na Alemanha, em 1998, a RWE adquiriu participação majoritária na empresa de telefonia móvel E-Plus e formou uma *joint-venture* com a *utility* Veba para criar a empresa de TV a cabo Telecolumbus. Entretanto, tanto a Veba quanto a RWE redirecionaram suas estratégias para o setor de energia, e os negócios de telecomunicações foram vendidos. Um processo similar ocorreu no setor de água e saneamento. No início dos anos 2000, a RWE também adquiriu a Thames Water (líder no Reino Unido) e a American Water Works Company (líder nos Estados Unidos). Em linha com a estratégia de diversificação da época, o objetivo das aquisições era passar a atuar de forma relevante em novos segmentos, além da energia. Porém, a partir de 2006, a empresa iniciou um processo de reconcentração de sua atuação para o mercado de energia europeu, durante o qual as duas empresas foram vendidas e deixaram de fazer parte do portfólio da RWE.

Fora da matriz de possíveis posicionamentos, colocam-se empresas que não possuem ativos de rede, mas que, ainda assim, atuam no mercado de energia e podem se tornar potenciais concorrentes diretas das *utilities* no novo ambiente de negócios. As que atuam com soluções em microgeração distribuída, como a DZ4 e a Solar City, são exemplos de empresas que não possuem redes, mas podem conquistar participação no mercado de serviços de energia. A norte-americana Solar City oferece avaliação do potencial de geração por painéis solares para grandes e pequenos consumidores e ainda instala e dá suporte aos equipamentos. A empresa opera com sistema de *leasing* das placas solares, sendo um modelo de negócios atrativo para clientes que não procuram investir grandes quantias na tecnologia. A instalação é realizada sem custos, e o cliente paga apenas uma tarifa mais barata que a convencional pela energia consumida.

Competências requeridas pelos possíveis posicionamentos

Cada passo em direção a um posicionamento mais distante do modelo de negócios tradicional traz maior complexidade e riscos à *utility*, além de demandar o desenvolvimento de determinadas competências. A escolha do posicionamento deveria ser idealmente realizada, levando-se em conta não só os ambientes competitivos e regulatórios, mas especialmente o *gap* entre as competências atuais da empresa e as requeridas para garantir êxito com o novo posicionamento ambicionado.

As principais competências que uma *utility* do tipo 1 precisa desenvolver para ter êxito em seu âmbito de atuação seriam:

- Negociar financiamentos a baixo custo (baixo custo de capital);
- Obter ganhos de escala na operação de redes;
- Operar bem a rede elétrica e/ ou de gás;
- Proteger sua área de atuação de novos entrantes;

- Otimizar base de ativos, constantemente modernizando-a e automatizando-a.

Para as *utilities* que assumem posicionamento do tipo 2, no quadrante esquerdo superior, é necessário que as seguintes competências sejam desenvolvidas:

- Inovar na oferta de produtos e serviços de energia;
- Desenvolver plataforma comercial;
- Maximizar *cross-selling* de serviços de energia;
- Desenvolver e ter conhecimento da base de clientes;
- Alavancar *big data*, extraindo valor das informações dos clientes.

Ainda no posicionamento do tipo 2, mas no quadrante direito inferior, as competências necessárias para garantir uma atuação exitosa no mercado seriam:

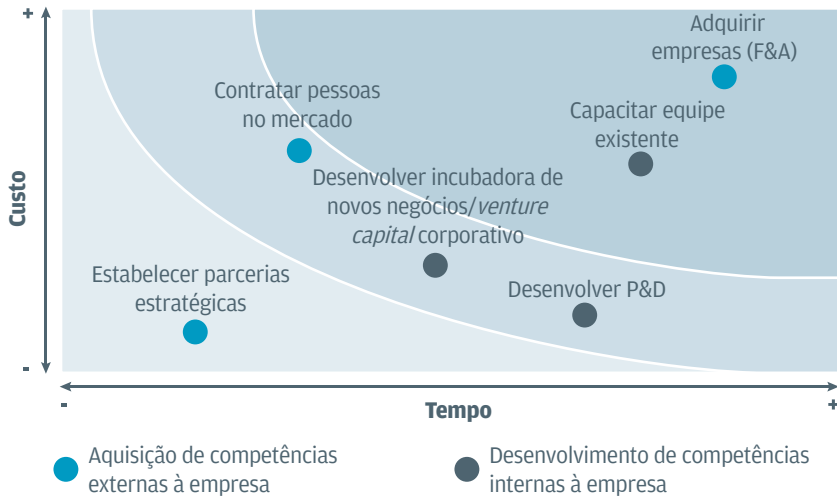
- Alavancar sinergias na operação de redes;
- Desenvolver conhecimento da regulamentação dos mercados atingidos pelas novas redes;
- Desenvolver e ter conhecimento da base de clientes.

Por fim, para o posicionamento do tipo 3, uma série de competências precisa ser desenvolvida. Entre todas as outras exemplificadas anteriormente, é possível elencar:

- Desenvolver time comercial robusto;
- Formatar produtos adequados ao mercado competitivo;
- Desenvolver gestão de riscos;
- Desenvolver inteligência de mercado em novos segmentos;
- Adequar estrutura organizacional, de forma a incorporar novos processos.

Figura 12:
Alternativas para
obtenção de
competências

Elaboração: Roland
Berger Strategy
Consultants.



As competências para mudanças no modelo de negócios podem tanto ser desenvolvidas internamente à empresa quanto adquiridas no mercado. A **figura 12** ilustra que as opções para desenvolvimento de competência diferem entre si tanto pelo custo quanto pelo tempo necessário para implementação.

Como forma de desenvolver suas competências internas, uma *utility* pode treinar seu time existente ou investir nos departamentos de P&D. Além da pesquisa tradicional, uma forma de desenvolver novos modelos de negócios internamente à empresa seria a incorporação de incubadoras de negócios (*venture capital* corporativo). Um fundo de *venture capital* corporativo pode ser uma alternativa para gerar valor a partir de oportunidades inovadoras. Inovar dentro de uma empresa com uma estrutura organizacional tradicional pode trazer diversos desafios, entre eles:

- Dificuldade em manter equipe de especialistas focados em projetos em longo prazo;
- Pouca atualização sobre o desenvolvimento de tecnologias;
- Dificuldade em combinar competências técnicas e financeiras.

Por outro lado, fundos de investimento também enfrentam determinadas dificuldades no desenvolvimento de negócios em energias. Por exemplo, em combinar restrições de caixa com as

demandas de P&D, além das incertezas em relação ao desenvolvimento de tecnologias de energia.

Dessa forma, compartilhar a responsabilidade dos projetos, por meio de *venture capital* corporativo, pode ser uma solução “ganha-ganha”. A *utility* pode assumir o papel de avaliar a viabilidade técnica e aplicabilidade de novos modelos de negócios, garantir caixa e fornecer espaço para testes. O fundo de investimento, por sua vez, pode cuidar de atividades contínuas e em longo prazo do projeto, monitorando indicadores técnicos e financeiros. Por esse modelo de parceria, cada *player* pode focar seu *core business* e agregar mais valor ao projeto de inovação como um todo.

Um exemplo concreto de que o *venture capital* corporativo pode ser uma solução viável para as *utilities* é o caso da EDP. A *utility* portuguesa criou a EDP Starter como forma de coletar e filtrar ideias inovadoras para posterior investimento. Dessa iniciativa, empresas de soluções relacionadas com *smart grid* e eficiência energética foram desenvolvidas.

Para adquirir competências externas, a *utility* pode optar por realizar aquisições de empresas nos mercados em que pretende atuar. Embora a decisão da compra possa ser um processo relativamente rápido, o tempo necessário para que a fusão seja finalizada e as sinergias sejam absorvidas pode ser demasiado longo. Além dos desafios operacionais que o processo de aquisição proporciona, essa alternativa é cara e requer que a *utility* esteja em situação financeira adequada. As parcerias estratégicas se colocam, portanto, como alternativa mais rápida e segura, comparativamente às fusões e aquisições. Com parcerias, as *utilities* podem adquirir o *know-how* necessário para atuar em um novo mercado, sem a necessidade de grandes montantes de investimento. Além de um processo mais rápido e menos burocrático que uma aquisição, o estabelecimento de uma parceria estratégica é um processo mais fácil de ser desfeito, caso se mostre pouco vantajoso para a *utility*.

Considerações finais

No Brasil e no mundo, uma série de forças está alterando a dinâmica do ambiente estratégico de negócios, cada vez mais caracterizado por sistemas distribuídos e conectados. Essa transformação será resultado de forças que vieram se desenvolvendo nos últimos anos e que trarão novos desafios e oportunidades para as *utilities*. Entre elas, destacam-se o maior poder e atuação dos consumidores, o maior foco para a sustentabilidade e o desenvolvimento de tecnologias disruptivas. Especificamente no Brasil, os consumidores estão se tornando cada vez mais exigentes quanto aos serviços públicos e terão influência decisiva na evolução dos serviços regulados. O compromisso ambiental e as novas tecnologias transformarão a forma de consumir energia, e as tecnologias disruptivas como as redes inteligentes, a geração distribuída e o armazenamento irão impactar o negócio tradicional das *utilities*. Ainda a regulação se coloca como fator de aceleração ou inibição do impacto dessas forças.

A influência desses componentes irá se traduzir em um novo ambiente competitivo. As forças que atuam no setor irão permitir a entrada de novos *players*, com destaque para os pequenos *players* em geração, os *virtual system operators*, a figura do *demand side manager* e os *prosumers*. Em um ambiente de negócios com maior número de *players* e consumidores mais atuantes, o regulador do setor elétrico poderá assumir diferentes responsabilidades.

Nesse novo ambiente estratégico de negócios, surgem novas possibilidades de posicionamento para as *utilities*. Com as mudanças no setor, as empresas de energia elétrica poderão alavancar sua plataforma física e/ou comercial para oferecer serviços diferenciados dentro e fora do mercado de energia. Porém, a cada passo em direção a um posicionamento mais distante do modelo de negócios tradicional, a *utility* enfrentará maior complexidade e mais riscos. Dessa forma, as empresas precisam se preparar e desenvolver competências para assumir um novo posicionamento.

Essas competências podem ser adquiridas tanto no mercado (ex: contratações, F&A) quanto desenvolvidas internamente à empresa (ex: treinando equipes, incorporando incubadoras de negócios).

As *utilities* idealmente deveriam comparar suas competências atuais com as exigidas pelo posicionamento ambicionado e avaliar os riscos e resultados possíveis de ultrapassar sua atuação além do modelo de negócios tradicional de operação da rede elétrica.

Referências

- ABRADEE. *Projeto estratégico de P&D. Redes elétricas inteligentes*. 2011. Disponível em: <www.smartgrid.com.br/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=KXPAH-TCBf_P_FYCbecloYcL8hy6FBxsoVtjpWUH4>. Acesso em: 12 ago. 2014.
- ABEEÓLICA. *Microgeração é a alternativa para reduzir o risco de apagão e o custo energético do país*. 2013. Disponível em: <www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/1573-microgera%C3%A7%C3%A3o-%C3%A9-a-alternativa-para-reduzir-o-risco-de-apag%C3%A3o-e-o-custo-energ%C3%A9tico-do-pa%C3%ADs.html>. Acesso em: 12 ago. 2014.
- AGORA. *12 Insights on Germany's Energiewende*. Berlim: Agora, 2013.
- AKATU. *Pesquisa Akatu 2012 – Rumo à sociedade do bem-estar: assimilação e perspectivas do consumo consciente no Brasil – percepção da responsabilidade social empresarial pelo consumidor brasileiro*. 2013.
- ANEEL. *O novo modelo do setor elétrico: a Aneel e a geração distribuída*. 2002.
- BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). *BNDES, 50 anos: histórias setoriais*. Brasília, 2002.
- EPA. *Regulatory Impact Analysis for the Proposed Carbon Pollution Guidelines for Existing Power Plants and Emission Standards for Modified and Reconstructed Power Plant*. 2014.
- FALCÃO, D. *Smart grids e microrredes: O futuro já é presente*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2012.

- GUERREIRO, A. *Novos paradigmas de consumo – O comportamento do consumidor em 2030 e seus impactos para o setor energético*. Workshop 1: padrão de consumo. Campinas, 2013.
- IEEE. *Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid*. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2013.
- HIS. *The Future of Grid-Connected Energy Storage*. HIS Solar Solutions. 2013. Disponível em: <www.pvtech.org/news/ihs_grid_connected_energy_storage_to_exceed_40gw_by_2022>. Acesso em: 23 jul. 2014.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *O novo modelo do setor elétrico*. Brasília, 2003.
- MORRIS, C.; PEHNT, M. *Energy Transition: The German Energiewende*. Berlim: Heinrich Böll Foundation, 2014.
- THE NEW YORK TIMES. *Energy's Big Six Embrace Review as Way to Dispel Mistrust*. 2014. Disponível em: <www.ft.com/intl/cms/s/0/05dd9624-b423-11e3-a102-00144feabdco.html?siteedition=uk#axzz2xYiJpbeq>. Acesso em: 31 mar. 2014.
- PASE, H. L.; ROCHA, H. L. O governo Lula e as políticas públicas do setor elétrico. *Revista Debates*, v. 4, n. 2, 2010.
- THE ELECTRICITY JOURNAL. *What Happens When Consumers Turn into Prosumers?* v. 25, n. 3, Elsevier, p. 3-4, 2012.
- ZURBORG, A. *Unlocking Customer Value: The Virtual Power Plant* World Power. 2010.

Economia de baixo carbono

15.

Antônio Martins

A meta de uma economia de baixo carbono inscreve-se nas atuais tendências das políticas energéticas que têm em conta o objetivo da segurança do abastecimento energético com a máxima eficiência econômica, mas, simultaneamente, com o mínimo impacto ambiental em emissões de gases de efeito estufa. No presente capítulo, passam-se em revista aspectos das políticas energéticas contemporâneas, e seus instrumentos serão revisitados tanto na perspectiva da oferta quanto na da demanda de energia. Além disso, será enfatizada a importância crucial da eficiência das conversões de energia, seja no caso das fontes renováveis quanto no das não renováveis, ou mesmo no caso dos equipamentos de utilização final, que garantem o fornecimento de serviços de energia essenciais ao funcionamento da economia e ao conforto das pessoas. Para finalizar, serão abordados aspectos dos mercados de energia que influenciam as políticas de descarbonização, incluindo o tema da transformação do mercado para a eficiência e o papel catalisador das tecnologias de informação.

As alterações climáticas entraram definitivamente na agenda de governos e organizações internacionais, tendo, inclusive, assumido uma dimensão planetária em termos de opinião pública. A conexão cada vez mais invocada entre as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa e o monótono aumento da temperatura média da atmosfera, registrado ao longo

dos últimos tempos, vêm determinando uma orientação substancialmente comum, há poucas décadas improvável: a das políticas ambientais e energéticas de um grande número de países. A economia dirige-se, hoje, de modo muito visível para atividades que buscam concretizar formas alternativas de abastecimento energético e, simultaneamente, mitigar as emissões de gases de efeito estufa das formas usuais de conversão de energia, dando, em ambas as vertentes, origem a novas áreas de negócio.

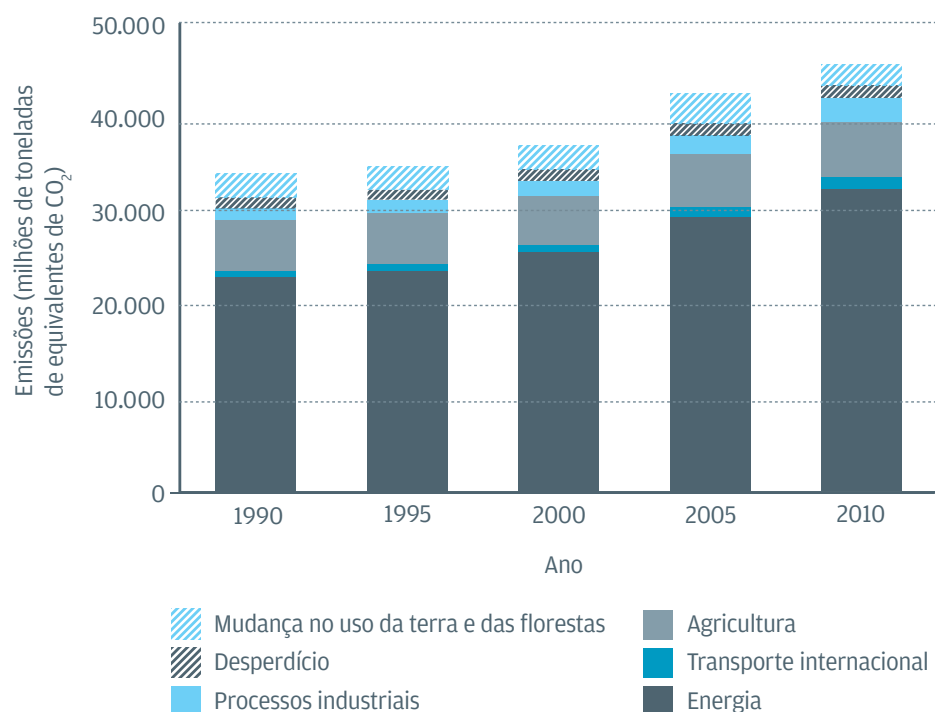
As dificuldades de criação de consensos em fóruns internacionais — quanto à harmonização das medidas a tomar para evitar o aquecimento global (CARRASCO, 2014) — resultam principalmente dos diferentes estágios de desenvolvimento das economias. As dos países em desenvolvimento têm maior dificuldade em assumir políticas tendentes à diminuição da intensidade carbônica, na medida em que podem determinar perda de competitividade e consequente diminuição do ritmo de crescimento. Esse argumento, porém, não é apenas invocado por esses países, já que outros, com economias bem desenvolvidas, vêm invocando razões semelhantes para não assumir compromissos de descarbonização.

A lentidão com que as políticas de descarbonização vêm progredindo em escala mundial leva hoje à adoção de medidas de prevenção e adaptação às alterações climáticas. No último caso, prevalece a premissão de que importa capacitar a humanidade e a economia para, pelo menos, alguns fatores que já configuram mudanças irreversíveis.

As políticas de descarbonização têm majoritariamente a ver com transformações de energia em sentido estrito. A ubiquidade da energia na atividade econômica permitiria afirmar que, em sentido lato, todas as políticas de descarbonização têm a ver com energia.

Segundo o World Resources Institute (WRI, 2014), cerca de 70% das emissões de gases de efeito estufa se devem ao setor da energia, conforme pode-se constatar na **figura 1**. Isso mostra a importância crucial desse setor nas políticas de descarbonização da economia.

Nessa estimativa, as emissões provenientes de transportes internacionais estão separadas do setor da energia, isto é, não



são parte contabilizada das emissões dos países, individualmente considerados. O setor da energia contém as emissões de todas as outras atividades de transporte.

As sistematizações de assuntos por categorias são sempre controversas. Porém, é comum distinguirem-se os efeitos dos usos do solo e das respectivas alterações, bem como os efeitos da produção e gestão de resíduos, das das transformações de energia nas emissões de gases de efeito estufa. Assim, ao focar essas últimas, embora alguns autores prefiram usar setores de atividade como critério de classificação, é também possível classificar as atividades que conduzem a produção de gases de efeito estufa de acordo com os dois lados do binômio energético: oferta e demanda. É essa a abordagem aqui adotada.

Do lado da oferta, correspondente ao setor energético, podem agrupar-se as transformações de energia primária que dão origem a formas de energia transportável e utilizável, como os combustíveis fósseis, alguns deles como refinados, ou a eletricidade, por

exemplo. Do lado da demanda, pode-se mais facilmente adotar o critério dos setores de atividade para classificar as utilizações de energia, por exemplo, os edifícios, a indústria, incluindo a agroindústria, ou os transportes.

Serão abordados aspectos relativos às emissões de gases de efeito estufa, seguidos de uma proposta de estruturação analítica das políticas energéticas contemporâneas, uma referência às dificuldades associadas à concretização das políticas de descarbonização e à importância atribuída à eficiência energética. Depois, será descrita a estruturação proposta anteriormente, baseada na divisão da temática da descarbonização da economia em questões associadas à oferta, e outras à demanda de energia, seguindo de uma abordagem mais específica às questões da transformação do mercado para a eficiência energética, na perspectiva da demanda. E, finalmente, será feita uma breve alusão à influência das tecnologias de informação e comunicação na evolução do setor da energia, como instrumento potencializador da capacidade de intervenção no sentido da descarbonização da economia, aumentando a competitividade e o bem-estar.

Caracterização e cenários de evolução das emissões de gases de efeito estufa

O Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) divulgou um recente estudo (EDENHOFER et al., 2014) que caracteriza a situação global relativa a emissões. Nas figuras seguintes resume-se a informação essencial. A **figura 2¹** mostra a evolução das emis-

1. O IPCC exige que seja reproduzida na íntegra a legenda desta figura: “Total annual anthropogenic GHG emissions (GtCO₂eq/yr) by groups of gases 1970-2010: CO₂ from fossil fuel combustion and industrial processes; CO₂ from Forestry and Other Land Use (FOLU); methane (CH₄); nitrous oxide (N₂O); fluorinated gases⁸ covered under the Kyoto Protocol (F-gases). At the right side of the figure GHG emissions in 2010 are shown again broken down into these components with the associated uncertainties (90% confidence interval) indicated by the error bars. Total anthropogenic GHG emissions uncertainties are derived from the individual gas estimates as described in Chapter 5 [5.2.3.6]. Global CO₂ emissions from fossil fuel combustion are known within 8% uncertainty (90% confidence

sões de vários gases de efeito estufa ao longo das últimas quatro décadas, representando-se, à direita, as incertezas associadas às quantificações de 2010. Pode-se reparar que a taxa de crescimento médio anual das emissões na última década é superior a das três décadas precedentes.

Na **figura 3**², estão representadas as emissões diretas de gases de efeito estufa em 2010, e as emissões indiretas correspondentes ao consumo de eletricidade, também atribuídas aos respectivos setores de utilização final.

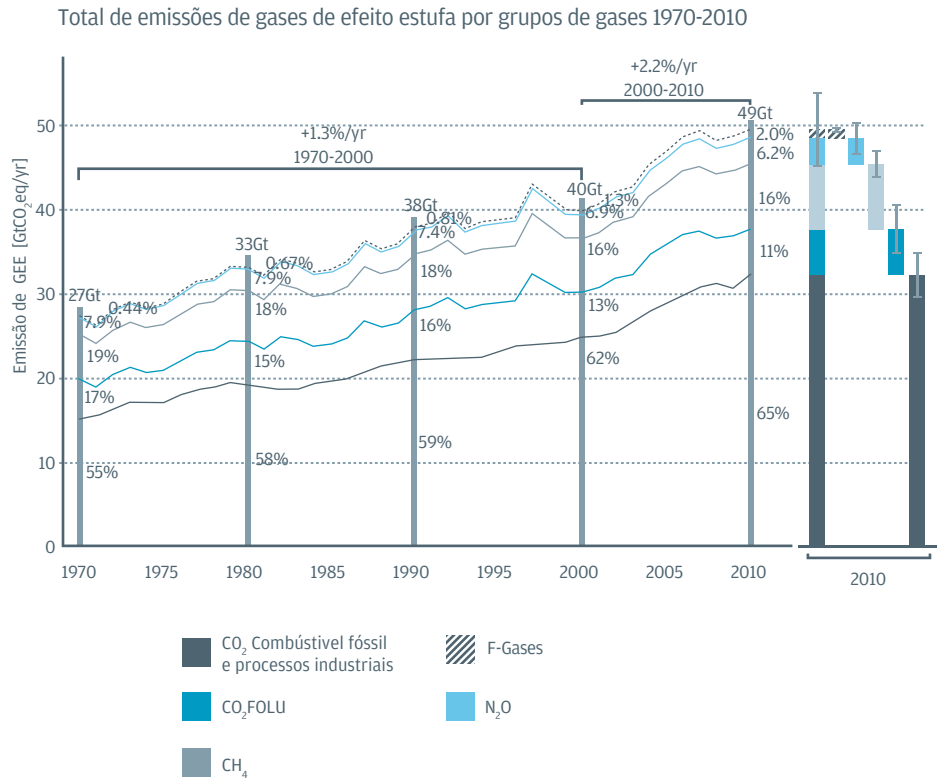
A Agência Internacional de Energia (IEA, 2012a e 2014) definiu um conjunto de três cenários para a evolução das emissões de gases de efeito estufa em CO₂ equivalente, com projeções até 2050. Os cenários caracterizam-se em função do aumento-alvo da temperatura da atmosfera naquele ano, relativamente ao valor da era pré-industrial: 2°C (2DS), 4°C (4DS) e 6°C (6DS).

O cenário 6DS corresponde à projeção da situação atual caso nada fosse feito, a partir de agora, para modificar a tendência de evolução.

interval). CO₂ emissions from FOLU have very large uncertainties attached in the order of 50%. Uncertainty for global emissions of CH₄, N₂O and the Fgases has been estimated as 20%, 60% and 20%, respectively. 2010 was the most recent year for which emission statistics on all gases as well as assessment of uncertainties were essentially complete at the time of data cut off for this report. Emissions are converted into CO₂ – equivalents based on GWP100 from the IPCC Second Assessment Report. The emission data from FOLU represents land-based CO₂ emissions from forest fires, peat fires and peat decay that approximate to net CO₂ flux from the FOLU as described in chapter 11 of this report. Average annual growth rate over different periods is highlighted with the brackets.”

2. O IPCC exige que seja reproduzida na íntegra a legenda desta figura: “Total anthropogenic GHG emissions (GtCO₂eq/yr) by economic sectors. Inner circle shows direct GHG emission shares (in % of total anthropogenic GHG emissions) of five economic sectors in 2010. Pull-out shows how indirect CO₂ emission shares (in % of total anthropogenic GHG emissions) from electricity and heat production are attributed to sectors of final energy use. ‘Other Energy’ refers to all GHG emission sources in the energy sector as defined in Annex II other than electricity and heat production [A.II.9.1]. The emissions data from Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU) includes land-based CO₂ emissions from forest fires, peat fires and peat decay that approximate to net CO₂ flux from the Forestry and Other Land Use (FOLU) sub-sector as described in Chapter 11 of this report. Emissions are converted into CO₂-equivalents based on GWP100 from the IPCC Second Assessment Report. Sector definitions are provided in Annex II.9. [Figure 1.3a, Figure TS.3 a/b]”.

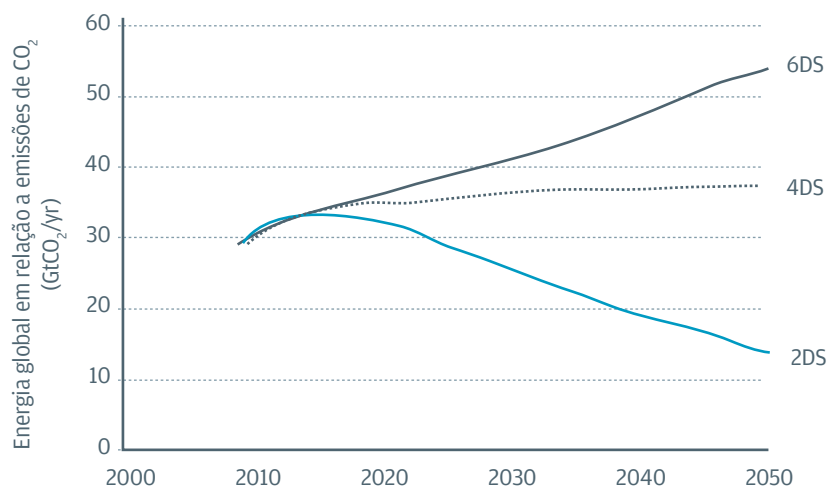
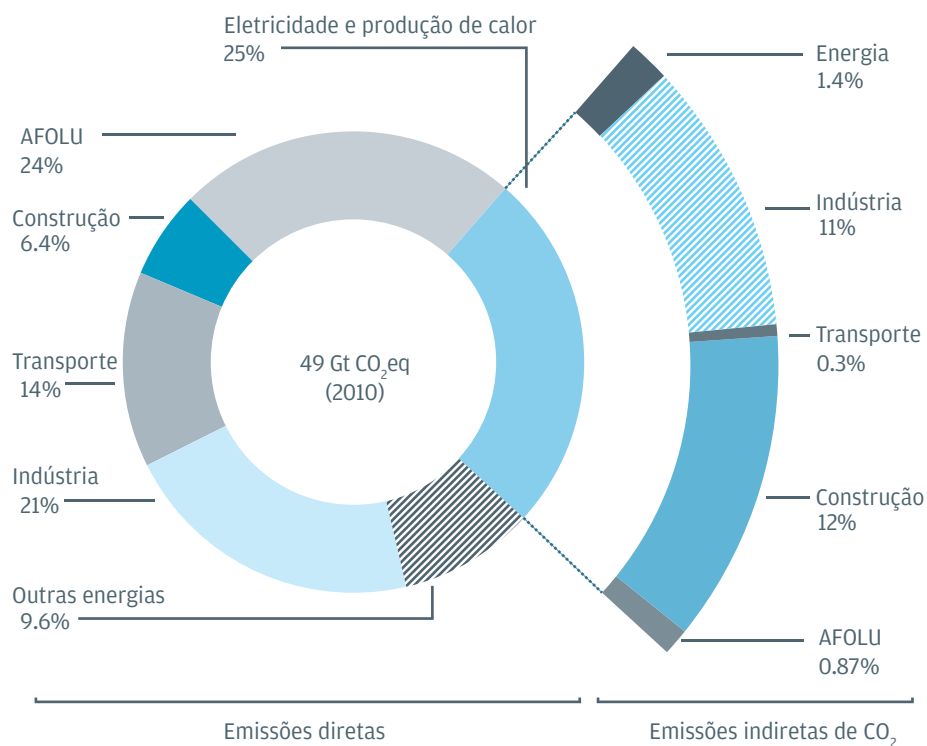
Figura 2:
Evolução da
emissão de gases
de efeito estufa



O cenário 4DS corresponde à implementação de todas as medidas já anunciadas pelos Estados, independentemente de já terem sido iniciadas. Baseia-se na expectativa de que todos os compromissos publicamente assumidos sejam concretizados.

O cenário 2DS corresponde à adoção de políticas prudenciais mais exigentes, com medidas de descarbonização da economia em todos os setores relevantes. A utilização de recursos fósseis deveria reduzir de 85% para 65% em 2050, o que corresponde a um valor 60% inferior ao que se verificaria no cenário 6DS (IEA, 2012a).

Na **figura 4**, pode-se verificar a projeção dos valores de emissões de CO₂ equivalente a cada cenário.



Questões gerais das políticas energéticas

No âmbito da definição das políticas energéticas, o objetivo da descarbonização da economia sempre se encontra restringido pelas exigências da segurança de abastecimento. Aliás, hoje, é geralmente aceito que o objetivo da descarbonização concorra para a segurança do abastecimento. Porém, o fator tempo influencia, em grande medida, muitas opções: acudir as necessidades do consumo de energia de uma economia em rápido crescimento não é compatível com a velocidade de obtenção de efeitos palpáveis de políticas de promoção da eficiência energética no consumo e no estímulo ao crescimento da oferta de eletricidade de origem renovável.

Objetivos das políticas energéticas contemporâneas

Uma política consistente de segurança de abastecimento energético pode ser esquematizada como na figura 5. Nela se encontra implícita a verificação da necessidade de contribuir para a competitividade da economia, minimizando o impacto dos custos associados à utilização de energia, no contexto das políticas mais gerais relativas ao ambiente.

Uma interpretação sintética dessa figura permite enunciar os princípios essenciais da política:

Figura 5:
Estruturação
de uma política
energética



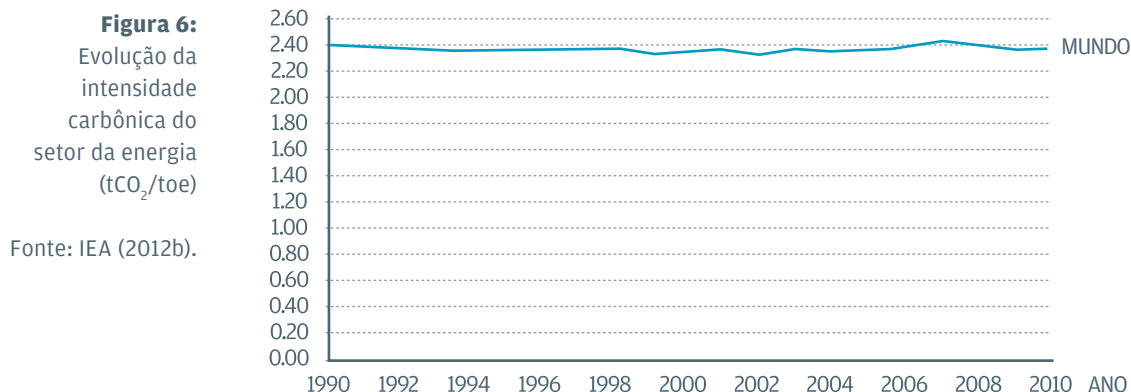
- A gestão da demanda, concretizada por programas de estímulo ao uso eficiente de energia, permite uma razoável garantia de não se utilizarem recursos da oferta para abastecer desperdício energético;
- A utilização de fontes renováveis permite uma razoável garantia de utilizar os recursos não renováveis apenas na estrita medida do indispensável;
- O aproveitamento de recursos endógenos garante a utilização de importações apenas na medida do indispensável;
- A diversificação de fontes de energia torna a economia resistente a problemas de mercado ligados a uma fonte específica;
- A diversificação de fornecedores torna a economia resistente a problemas de qualquer natureza de um fornecedor concreto.

Se acrescentarmos que a utilização de fontes não renováveis se faça com a máxima eficiência energética nas conversões, conduzindo a minimizar a energia primária utilizada, a política assim estruturada conteria todos os ingredientes indispensáveis a uma estratégia de mitigação de carbono que, simultaneamente, garantiria a saúde energética da economia.

Dificuldades das políticas de descarbonização

A descarbonização é um processo exigente de transformação, com efeitos que tendem a ser graduais e mais difíceis de compatibilizar, com aspirações de desenvolvimento econômico mais ou menos rápido. Assim, perseguir a segurança de abastecimento energético corresponde à utilização de opções baseadas em tecnologias maduras, com capacidade de produção em larga escala e com tempos de concretização curtos. No caso da eletricidade, é a opção pela origem térmica baseada em combustível fóssil que prevalece nessas circunstâncias (IEA, 2013).

Em situações de mercado mais ou menos conjunturais, conforme a evolução dos preços da energia primária, as opções podem levar



ao aumento da utilização de carvão, se o preço estiver mais barato que o do gás natural, contribuindo para o aumento das emissões de gases de efeito estufa.

Na **figura 6**, verifica-se, por exemplo, a evolução quase sem alterações da intensidade carbônica do setor da energia, apesar de a década de 2000 ter registado um aumento significativo da penetração de sistemas de produção de eletricidade com origem renovável (IEA, 2012b).

As políticas de descarbonização, quando existem, em geral seguem um padrão que, de acordo com as reflexões e conclusões dos fóruns internacionais sobre alterações climáticas, corresponde à melhor prática: não desprezar qualquer instrumento que possa contribuir para o objetivo geral, sujeito ao resultado de uma avaliação econômica que deverá ser em médio/longo prazos.

Porém, os critérios usados para essa avaliação dependem, em grande medida, das opções e preferências de gestores nacionais e regionais, designadamente quanto ao horizonte temporal a considerar e às taxas de desconto dos investimentos necessários, e, como consequência, quanto às opções regulatórias que determinam o modo de funcionamento dos mercados, aspecto da maior importância em todas as esferas em que as políticas públicas sejam menos de intervenção e mais de natureza regulatória. É bem patente, hoje, que a eventual dificuldade de obtenção de crédito para financiamento público, de medidas tendentes à descarbonização,

pode ter como contrapartida a dificuldade de resolver, com equidade social e eficiência econômica, problemas que possam advir de formulações menos cautelosas de instrumentos de captação de investimento privado para os mesmos desígnios. Exemplo desse tipo de dificuldades é o uso de tarifas do tipo *feed-in* em países como Espanha ou Portugal, apenas para mencionar dois casos conhecidos de importantes déficits tarifários (CNE, 2012).

A importância da eficiência da utilização da energia

O potencial associado às diversas opções disponíveis está identificado em IEA (2013b) e pode ver-se resumido na **figura 7**, na qual se faz a projeção da evolução do abastecimento do consumo segundo o cenário 450 da IEA, compatível com o 2DS, caracterizando-se por admitir uma concentração de 450 ppm de CO₂ na atmosfera, em 2030. Segundo esse cenário, exigente do ponto de vista da concentração de políticas de mitigação de carbono em escala global, a maior fatia relativa de contribuição para a diminuição de emissões, em comparação com o cenário de referência, cabe à eficiência energética e, sobretudo, à que se virá registrar nas utilizações finais.

Na figura, distinguem-se as fontes renováveis dos biocombustíveis, apesar de esses serem uma forma de energia renovável, para distinguir daquelas ligadas à energia elétrica. A identificação de uma porcentagem de mitigação ligada às usinas elétricas, numa posição subsidiária da categoria geral da eficiência energética, justifica-se por representar a parcela associada aos resultados das ações destinadas ao aumento da eficiência global dos processos de conversão de energia primária nas usinas convencionais.

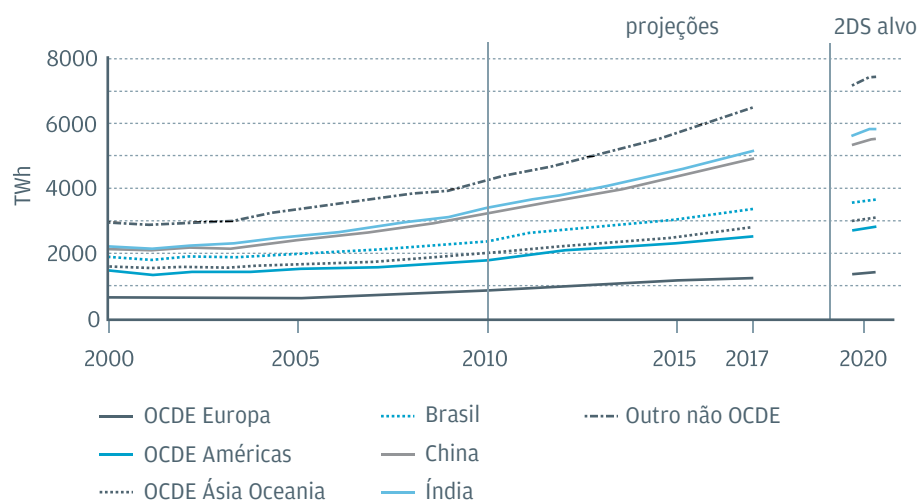
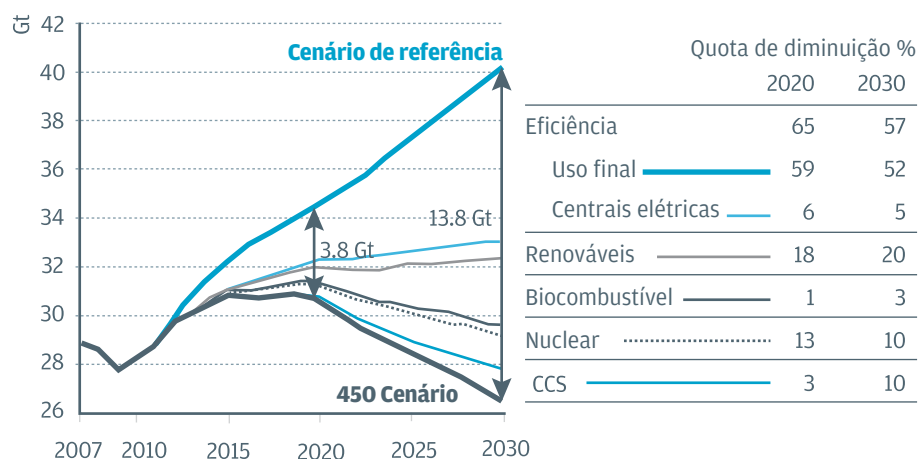
Assim, considerando a boa prática de aproveitar todas as formas possíveis economicamente justificáveis de contribuir para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa, bem como as considerações introdutórias deste capítulo como guias de sistematização, a partir de agora privilegiamos a oferta de energia, a captura e sequestro de carbono, a demanda de energia, a transformação de mercado, e as tecnologias de informação e comunicação.

O lado da oferta de energia

Uma das opções de política disponíveis corresponde a estimular o investimento em conversão de energia primária renovável. As tecnologias existentes dividem-se em maduras, como a produção de hidreletricidade, tecnologias comercialmente disponíveis com grande penetração no mercado, mas ainda em processo de inovação e embaratecimento progressivo (tanto do investimento quanto da produção), como a eletricidade eólica ou a fotovoltaica, e, finalmente, tecnologias ainda com grande esforço de pesquisa e inovação associado, como é o caso de muitos biocombustíveis, sem prejuízo daqueles casos particulares em que a penetração em certos mercados já é significativa, como o caso do bioetanol no mercado brasileiro, ou da biomassa em aproveitamentos de primeira geração, em todo o mundo. A **figura 8** mostra um retrato da evolução da produção de eletricidade renovável no mundo pela IEA, separada por regiões, incluindo uma projeção para 2020, compatível com o cenário 2DS (IEA, 2012b).

Produção de energia elétrica livre de emissões

A concretização de investimentos em geração renovável vem sendo efetuada sob formas diversas, todas com o objetivo de resolver o problema do acesso ao capital necessário ao investimento. Uma solução muito utilizada consiste em estabelecer parcerias público-privadas (PPP), entre governos e investidores privados, em que o investimento fica, essencialmente, a cargo dos privados, com uma contrapartida de segurança de remuneração do capital investido. Essa contrapartida também pode assumir diversas formas, mas tem um traço comum que pode, em certas circunstâncias de distância ao ponto de *break-even* entre o benefício privado e o público, onerar o público a um ponto tal que a exploração do sistema elétrico passa a ser antieconômica. A extensão da porcentagem da capacidade de produção renovável já provocou situações em que a reserva de capacidade necessária à garantia de abastecimento, no



caso de falha transitória de aporte renovável primário, constituiu um ônus econômico suplementar aos sobrecustos que já oneram os consumidores, para garantir a remuneração da produção renovável no nível previsto nos contratos de PPP. São dois encargos adicionais que correspondem a uma pressão econômica usualmente demasiado elevada sobre os consumidores de menores dimensões – os grandes consumidores são, muitas vezes, poupados de contribuir para estes encargos. Assim, as políticas de mitigação de carbono que passam por uma forte aposta em energia renovável têm de ser acompanhadas por op-

ções de natureza financeira e regulatória que preservem boas condições de operação à economia (CNE, 2012).

O portfólio de opções de produção de origem renovável inclui tecnologias de conversão, como a fotovoltaica convencional, com recentes inovações no sentido de aumentar enormemente o potencial de aplicação – em superfícies da fachada de edifícios, por exemplo –, bem como a eficiência da conversão, com simultânea redução do custo de investimento, ou como a fotovoltaica com concentração da radiação, com eficiências mais elevadas de conversão e um potencial maior de aplicação (FELDMAN et al., 2012).

No âmbito do aproveitamento direto da radiação solar, o serviço de aquecimento de água tratada também vem registrando aumento de eficiência, como a concentração da radiação e a utilização híbrida com aplicação de bombas de calor, que criam um potencial adicional de eficiência para esse serviço de energia (POLL et al. 2012). A tecnologia de concentração da radiação tem encontrado também aplicação na indústria, em que as exigências dos processos são compatíveis com as temperaturas possíveis de se atingir com esses sistemas ou em que podem contribuir para reduzir diferenciais térmicos a vencer por intermédio de queima de combustíveis.

A energia de origem eólica já tem grande maturidade em aplicações *onshore* e *offshore* de proximidade à costa. Ensaia-se, agora, soluções *offshore* de águas profundas, que possuem a vantagem de regimes de vento muito mais regulares. A experiência acumulada nas explorações petrolíferas em águas profundas trazem de novo, para a ordem do dia, a tecnologia de transmissão de energia elétrica em alta tensão contínua (HVDC), que parece a mais indicada para vencer as grandes distâncias entre os centros produtores e os de demanda elétrica (NEGRA et al., 2006).

Para explorar a necessidade de garantir o aproveitamento de todas as contribuições economicamente viáveis e atender à aparentemente inexorável concentração da população em áreas urbanas, vêm sendo também desenvolvidos dispositivos de produção de eletricidade de origem eólica, adaptados ao ambiente urbano. Necessariamente de pequena potência, eles têm captação omnidi-

recional, podendo ter eixo vertical ou horizontal, algumas vezes, com peças de mobiliário urbano compatíveis, quer com a estética, quer com a segurança. Normalmente, resultam de estudos de mecânica de fluidos que procuram tirar o maior partido possível de fluxos de ar menos consideráveis que os verificados em campo aberto. Esses desenvolvimentos assumem particular importância para a concretização do paradigma dos edifícios de balanço energético quase nulo, exigência expressa, por exemplo, para todos os edifícios novos a partir de 2020 na União Europeia (PARLAMENTO EUROPEU, 2010).

A energia hidrelétrica vem atraindo expressiva atenção, observando-se a tendência para a utilização dos potenciais ainda não aproveitados, por vezes não sem algumas dificuldades para os gestores, quando não é suficientemente claro qual dos fatores tem mais importância para a sociedade: o benefício para o abastecimento energético ou os custos não financeiros incorridos, de natureza ecológica ou social, ou ambos, especialmente quando os aproveitamentos são de albufeira, simples ou de acumulação por bombagem. Já os aproveitamentos de pequena potência, de fio d'água, embora não levantem problemas desse tipo tão frequentemente, também exigem grande dispersão de pequenos investimentos para equivalerem a um aproveitamento médio ou grande com albufeira.

Outras formas de energia sem emissões em fase de experimentação, investigação e desenvolvimento de novos dispositivos de conversão são a energia das ondas e a geotérmica de profundidade. Nesse último caso, embora o potencial geológico esteja mapeado em algumas partes do mundo, há ainda poucas instalações em operação, todavia, muito promissoras.

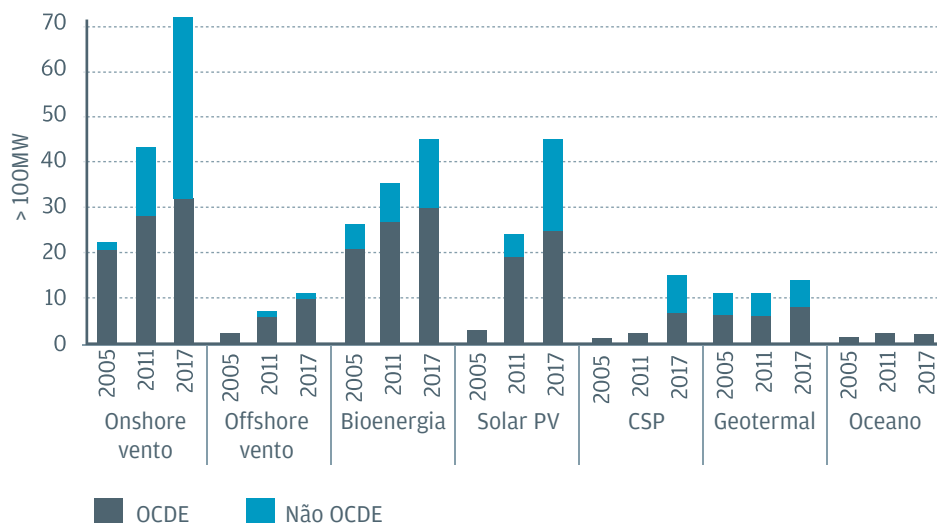
Na **figura 10**, pode-se verificar que os aproveitamentos de energia renovável para produção de eletricidade vêm se espalhando geograficamente de forma consistente entre 2005 e 2011 (IEA, 2012b).

Ainda do lado da oferta, na indústria elétrica, a opção nuclear possui grande importância no abastecimento, embora com distribuição relativamente assimétrica, num total que se aproxima

Figura 9:

Novos aproveitamentos de eletricidade renovável repartem-se progressivamente entre países da OCDE e de fora da OCDE

Fonte: Salvo outra indicação, todas as tabelas e figuras deste relatório derivam de dados e análises da IEA (2012b).



de 400 GW de potência instalada (IEA, 2012b). A história recente, desde finais do século XX, com alguns acidentes de consequências drásticas, vem pondo em xeque planos preparados para expandir a capacidade de geração de eletricidade nuclear que, livre de emissões de gases de efeito estufa, está presente em todas as projeções de expansão da oferta de eletricidade em nível mundial, como opção de oferta limpa.

Produção de energia elétrica com emissão de gases de efeito estufa

A geração de eletricidade térmica convencional, a carvão, em ciclos de vapor, ou a gás, em ciclos combinados, mantém uma quota muito importante no abastecimento de energia elétrica. De fato, conforme os mercados regionais e as respectivas condições de funcionamento, assim se constata em alguns casos uma quase parada do funcionamento das usinas com ciclo combinado, devido à subida do preço do gás e à profusão de eletricidade renovável, em paralelo com grande investimento em usinas queimando carvão, porque o respectivo preço está mais baixo (na **figura 4** está a consequência dessa tendência, traduzida na

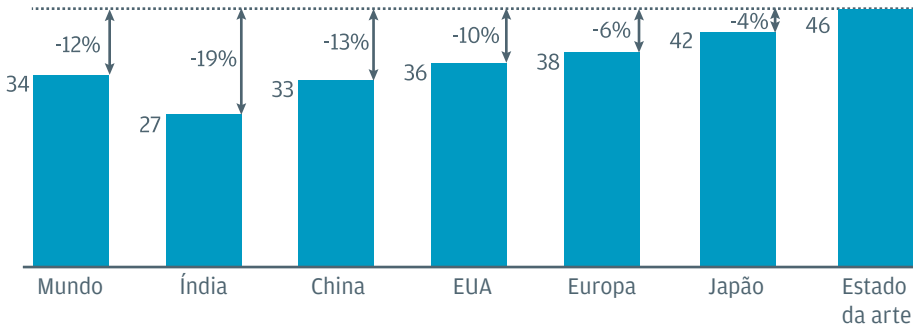


Figura 10: Eficiências médias, por região, de usinas a carvão com ciclo de vapor

Fonte: World Energy Council (2013).

constância da intensidade carbônica). Ou, então, verifica-se uma expansão de capacidade em usinas de ciclo combinado porque a nova exploração de gás de xisto barateou o gás no mercado.

Do ponto de vista das emissões de gases de efeito estufa, entre as duas opções, a de ciclo combinado é menos negativa, porque as emissões de CO_2 , por cada kWh gerado, são cerca de metade das de um ciclo de vapor queimando carvão, devido às eficiências de conversão ou aos teores comparados de carbono desses dois combustíveis. Em todo caso, a indústria continua pesquisando com o objetivo de aumentar a eficiência da conversão, fundamentalmente com base em processos de recuperação de calor rentáveis e de aperfeiçoamento dos acoplamentos mecânicos para diminuir as perdas. O arranjo do ciclo combinado já atingiu, nos melhores casos, uma eficiência de conversão de 60%.

O caso da bioenergia

No caso da bioenergia, as aplicações estacionárias mais convencionais da biomassa usam, há largos anos, biomassa vegetal em sistemas de primeira geração com combustão simples, diretamente ou sob a forma de *pellets*. As aplicações ocorrem tanto em sistemas de aquecimento de pequena potência, no setor residencial, quanto em edifícios comerciais e em sistemas industriais, nomeadamente para produção combinada de calor e eletricidade (cogeração), ainda em usinas de cogeração ligadas à indústria elétrica, que, nesses casos, vendem também energia térmica. A concepção

de que o balanço carbônico da combustão da biomassa vegetal é nulo baseia-se no fato de que em longo prazo as plantas queimadas apenas devolvem à atmosfera o CO_2 que absorveram durante a vida e outras se lhe seguem, continuamente, que absorve, por sua vez, o que estas liberam na combustão. A matéria não é tão simples, já que a combustão da madeira libera outras substâncias que não percorrem ciclos regenerativos como os do CO_2 , mas são normalmente desprezadas.

Nas aplicações de mobilidade, o setor da bioenergia é muito desenvolvido em algumas partes do mundo, como a fabricação de biodiesel ou do bioetanol no Brasil, por exemplo. Em boa parte dos casos, o cultivo intencional de espécies vegetais comestíveis, como o milho ou a soja, para fabricação de biocombustíveis, vem gerando a controvérsia por causa dos problemas de pobreza alimentar no mundo e das dificuldades, não facilmente superáveis, de cumprir alguns dos objetivos do milênio (FAO, 2013). Por esses motivos, investe-se hoje em pesquisa de novas formas de aproveitamento de biomassa, designadamente por processos de conversão termoquímica. Essas formas utilizam espécies que não interferem na cadeia alimentar, por exemplo. Tal situação ocorre com as microalgas, apesar de, em alguns casos, serem cultivadas propositadamente para a produção de biocombustíveis. Em outros casos, são utilizadas espécies de surgimento espontâneo, tipicamente arbustivas, cuja recolha sistemática, devidamente ordenada para prevenir perturbação em ecossistemas, normalmente tem a subsidiária vantagem de reduzir a carga de combustível das florestas nas épocas de incêndios. Ao mesmo tempo, criam postos de trabalho em atividades que recuperam práticas tradicionais de uso da floresta, progressivamente abandonadas com a tendência de urbanização da sociedade moderna.

Captura e sequestro de carbono

A captura e o sequestro de carbono (CSC) parecem ter tido alguma dificuldade em se afirmar como formas de mitigar a concentração de CO_2 na atmosfera. Segundo a IEA (2012b), estão até hoje armaze-

nadas apenas 50 Mt. Na maioria dos casos, o gás é armazenado em cavidades naturais ou em minas já sem exploração. Há aplicações em que o gás é usado para auxiliar na prospecção e extração de petróleo, o que dificulta o controle sobre as fugas. Há quem defenda que pode ser usado em vez de água como fluido de trabalho, em explorações de geotermia de profundidade, visto que circula em circuito fechado (PRUESS, 2007).

O lado da demanda de energia

Intervir na demanda de energia apresenta maior garantia de resultados que no lado da oferta, embora a verificação dos resultados seja mais difícil e incerta. A produção renovável serve sempre, parcialmente, para alimentar qualquer desperdício de energia, dando lugar, mais cedo ou mais tarde, a uma compensação dessa perda com um impacto (evitável) de emissões, enquanto a energia não consumida nunca causa qualquer externalidade negativa.

Problemas de quantificação de impactos das medidas de eficiência

Porém, a energia gerada pode ser facilmente medida, e os impactos da produção renovável podem ser contabilizados com bastante precisão. Já a energia poupada pode apenas ser estimada, visto que não há algo que se possa chamar de contador ou registrador de energia não consumida. Assim, a promoção da eficiência no uso da energia tem de lançar mão de métodos de estimativa de efeitos das ações levadas a cabo que permitam controlar satisfatoriamente o grau de incerteza dos resultados apurados. Essa questão é tão sensível quanto:

- As decisões sobre a concretização de medidas de estímulo à eficiência energética têm de se basear em análises de interesse que carecem de quantificações, econômica e outras;
- A apreciação do impacto de medidas desse tipo, uma vez

concretizadas, deve ser efetuada com base em análises também quantitativas, no sentido de avaliar a efetividade e a eficiência das medidas, já que se trata sempre, em última análise, de aplicação de recursos de interesse da sociedade.

A promoção da eficiência do uso da energia é um dos pilares fundamentais das políticas modernas de descarbonização da economia. De fato, a utilização eficiente de energia, desde que economicamente justificada, é, pelas razões já mencionadas, a opção de política energética que contribui para o maior número de objetivos simultâneos: aumento da competitividade da economia, redução dos impactos ambientais da atividade econômica, e segurança de abastecimento energético. Assim, exige-se um importante esforço para ultrapassar as dificuldades apontadas, designadamente pelo desenvolvimento de *standards* para harmonizar os métodos de implementação, de monitorização, de quantificação e de avaliação de resultados, como o ISO50001 (ISO, 2011) relativo à gestão de energia. Todos têm como principal motivação a necessidade de sistematizar boas práticas e de garantir comparabilidade de resultados e controle da respectiva incerteza.

Programas setoriais

As políticas de promoção da eficiência energética são convenientemente setorializadas para se adaptarem mais facilmente às características específicas dos setores da economia. Portanto, é comum encontrar legislação e produção regulatória, assim como programas de intervenção dirigidos de forma especializada, como a indústria, os edifícios ou os transportes.

Indústria

No caso da indústria, os subsectores de uso intensivo de energia merecem atenção particular, como nos casos da fabricação do aço, do cimento, da pasta de papel ou das indústrias química e petro-

química, entre outros. Existem sistemas de normas compulsórias que determinam a definição de programas de aumento da eficiência energética nessas instalações, incluindo monitorização permanente do desempenho e do cumprimento das metas fixadas para os indicadores mais relevantes: intensidade energética, consumo específico, intensidade carbônica, normalmente sujeitos a um esquema obrigatório de redução progressiva permanente.

Complementarmente, governos montam sistemas de compartilhamento de informação sobre boas práticas (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013) que podem ser acessados pelos interessados, no sentido de aumentar a disponibilidade de soluções de eficiência energética já experimentadas com sucesso (BOYD e DELGADO, 2012).

Em alguns casos, como na União Europeia, existem esquemas de limitação de emissões de gases de efeito estufa organizados sob a forma de mercados. No caso da UE, prevalece o sistema de *cap and trade*, que impõe limites anuais às emissões das maiores indústrias. São atribuídas quotas de emissões acima das quais as empresas devem comprar direitos de emissão no mercado, disponibilizados pelos agentes que acumulam créditos de emissões por não ultrapassarem os limites impostos. Esse sistema, numa primeira fase, funcionou de forma pouco efetiva, porque as licenças gratuitas inicialmente distribuídas foram generosas a ponto de fazer baixar o preço do CO₂ no mercado para valores muito abaixo do fixado inicialmente. A UE efetuou uma revisão da regulação do mercado de carbono para evitar as distorções e, depois da verificação, estimulou a subida do preço como medida de condicionamento das práticas de racionalização do uso da energia na indústria (LISA RYAN e BARON, 2011).

Edifícios

As tendências regulatórias seguem uma linha de orientação que influencia a concepção de novos edifícios, no sentido de lhes garantir uma fachada adaptada ao clima, assegurando condições interiores suficientemente perto das condições de conforto, térmico

e visual, que minimizem a necessidade de utilização de energia em sistemas ativos de climatização e em iluminação artificial (ENERMODAL ENGINEERING LTD., 2002).

De forma análoga, as renovações também são condicionadas por esse tipo de preocupação, acima de certa porcentagem de área de intervenção em determinado edifício existente. Atualmente, já existem esquemas de certificação energética também nos edifícios, assim como nos eletrodomésticos, visando a criar um mercado com consumidores informados e atentos ao desempenho energético dos edifícios, tanto nas aquisições quanto nos arrendamentos. A exigência de concretização do conceito de *net-zero energy building* (NZEB) em novos edifícios reforça esta tendência, sendo uma disposição da diretiva europeia relativa ao desempenho energético dos edifícios (PARLAMENTO EUROPEU, 2010).

A etiquetagem energética de equipamentos de utilização final vem registrando grande adesão em muitas partes do mundo, como forma de facultar aos consumidores informação necessária a decisões de aquisição racionais. O passo adicional para estabelecer níveis mínimos de eficiência admissíveis para a comercialização de equipamentos força o mercado a se adaptar, levando os fabricantes a deixar de produzir os modelos com menos eficiência. A **figura 11** (IEA, 2012b) mostra o estado do alcance desse tipo de disposição, de influência impositiva no mercado.

Por outro lado, o potencial associado a um conjunto típico de medidas de eficiência energética nos edifícios encontra-se representado na **figura 12**, em que se representam os custos de mitigação de emissões de gases de efeito estufa por ordem crescente de custos (McKINSEY&CO., 2009). A quantidade de opções de intervenção com atratividade econômica é apreciável.

Transportes

O setor dos transportes vem merecendo a atenção dos governos com programas de incentivo ao investimento em veículos híbridos e elétricos (INTERNAL REVENUE SERVICE, 2009), etiqueta-

gem energética de pneus (PARLAMENTO EUROPEU, 2009), que se exemplifica na **figura 13**, programas de estímulo ao uso de *soft modes* de transporte e de transportes coletivos, programas de *car pooling* e de *car sharing* (SAVY, 2011).

Os veículos elétricos vêm sendo alvo de autoridades públicas por todo o mundo, numa tentativa de que tanto a maior eficiência energética global dos veículos quanto a origem renovável da eletricidade usada para o carregamento das baterias assegurem uma contribuição importante da tecnologia para a redução das emissões de gases de efeito estufa do setor dos transportes (DOMINGUES et al., 2013). O mix de produção de eletricidade tem crucial importância nesse caso, para evitar apenas deslocar as emissões locais causadas pelos veículos convencionais com motor térmico para emissões remotas causadas pela produção de eletricidade de origem térmica em usinas convencionais.

No entanto, as políticas de descarbonização têm efeito moderado no setor, que é consistentemente um dos que possuem maior responsabilidade nas emissões de gases de efeito estufa. Na UE, por exemplo, representa 33% há muitos anos. Recentemente, países com políticas ambientais mais avançadas vêm efetuando refinamentos na regulação do setor, impondo novos limites de eficiência e introduzindo políticas fiscais de incentivo ao uso de veículos menos poluentes (INTERNAL REVENUE SERVICE, 2009). Essas medidas têm levado a um aumento da eficiência dos veículos convencionais, assim como à crescente entrada de veículos híbridos, com a correspondente contribuição para a mitigação de emissões. A predominância dos transportes rodoviários nas emissões de gases de efeito estufa traduz o fato de haver muitas regiões que não possuem transporte ferroviário ou o existente não presta um serviço satisfatório à população.

Transformação de mercado para a eficiência

O conceito de transformação do mercado

A evolução tecnológica que ocorre espontaneamente no mercado dita, quase sempre, uma positiva evolução dos equipamentos, no sentido do aumento da eficiência energética: um dispositivo fabricado hoje é normalmente mais eficiente que um equivalente, de modelo anterior, fabricado anos antes. Todavia, também é verdade que o potencial efetivo de aumento da eficiência energética é sempre maior que o explorado nesse ritmo de progresso tecnológico espontâneo. Disso resulta que uma das preocupações das políticas energéticas contemporâneas consiste em intensificar o ritmo da evolução tecnológica para acelerar a exploração do potencial efetivo de aumento da eficiência energética dos equipamentos. Chamam-se os efeitos dessa intervenção de “transformação do mercado” (ACEEE, 2014). Diz-se que o mercado está “transformado” com relação a determinada opção tecnológica quando o nível de alcance de determinada tecnologia, considerada a mais eficiente, é superior a certo limiar, normalmente situado próximo dos 100% dos equipamentos em uso do tipo em questão.

As intervenções de transformação do mercado se dirigem a contornar barreiras que podem ser de diversos tipos: de mercado, comportamentais, organizacionais (LISA RYAN e BARON, 2011). Uma barreira é definida como um obstáculo sobre o qual um agente tome uma decisão racional; nesse caso, que simultaneamente seja no sentido do aumento da eficiência energética e economicamente justificada. A transformação do mercado visa a substituição de tecnologias de uso final existentes por outras mais eficientes, a um ritmo

Aparelhos
Lavadoras de roupa
Refrigeradores residenciais
Refrigeradores comerciais
Computadores
Transformação de distribuição
Fans
Motores
Aparelhos de ar-condicionado
Energia em standby
Televisão
Fase de lâmpadas incandescentes convencionais

	AUS	BRA	CAN	CHN	EU	IND	JPN	KOR	MEX	NZL	ZAF	CHE	ARE	USA
		●	●	●	●	●		●	●	●				●
	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		●
	●	●	●		●	●	●		●	●		●		●
	●					●	●							
	●	●		●	●	●	●		●					●
			●			●		●		●				
	●		●	●	●			●	●	●		●		
	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
					●				●		●			●
	●	●		●	●		●							●
	●	●		●	●		●		●	●		●		●

Figura 11:
Níveis mínimos
de eficiência
energética de
equipamentos

Fonte: IEA (2012b).

● Obrigatório
● Voluntário

superior ao que ocorreria espontaneamente, sem intervenção de estímulo. Muitas das medidas de conservação estratégica utilizadas em programas de *demand-side management* pelas empresas do setor elétrico (GILLINGHAN et al., 2004), por exemplo, visam a transformar o mercado de alguns equipamentos no sentido de diminuir o consumo necessário à prestação dos respectivos serviços de energia.

Problemas associados aos programas de transformação do mercado

Os programas de transformação de mercado, que se dirigem a contornar a barreira do custo inicial, são bons exemplos do potencial do efeito de *rebound* (MAXWELL et al., 2011). Esse efeito se caracteriza pela tendência de alguns consumidores a, uma vez efetuada a substituição de equipamento por outro de eficiência mais elevada, passar a usar o serviço de energia correspondente a um nível superior, fazendo com que a poupança de energia obtida seja inferior à estimada, na medida em que a estimativa normalmente se faz com o pressuposto da conservação do nível de serviço.

Fonte:
McKINSEY&CO.



Nota: A curva apresenta uma estimativa de potência máxima de todas as tecnologias de medidas de redução inferiores a €60 tCO₂e, se a alavanca estiver acionada. Não se trata de uma previsão de que papel as diferentes medidas de redução vão desempenhar.

Esse efeito de *rebound* é direto porque se traduz em uma alteração do uso do equipamento-alvo. Porém, pode ser indireto, na medida em que o consumidor pode passar a ser menos cuidadoso no uso de outros serviços de energia por conta da poupança que obteve no equipamento-alvo. O efeito de *rebound* tem de ser tido em conta nas estimativas de impacto dos programas para que a análise de custo-benefício, que sempre deve preceder o lançamento de um programa, não seja otimista, conduzindo potencialmente a um uso menos eficiente de recursos financeiros envolvidos no programa.

Outro conhecido efeito neste âmbito é o dos *free riders*, conduzindo igualmente a uma erosão dos efeitos estimados dos programas. O *free rider* é o consumidor que, já com a intenção de efetuar uma substituição de equipamento por sua própria conta, decide aderir a um programa que lhe oferece a possibilidade de poupar o próprio dinheiro para fazer o que já tinha a intenção de fazer (PETERS e MCRAE, 2008). Esse fenômeno provoca uma alocação ineficiente de recursos. Porém, existe também a contraparte positiva, o denominado efeito de *spill over*, que consiste em haver influência sobre consumidores que, por sugestão de certo programa de transformação de mercado, decidem realizar a mesma substituição subsidiada ou facilitada de algum modo pelo programa, mas às suas próprias custas. Nesse caso, os efeitos do programa ampliam-se.

O papel das TICs

Recentemente, em Elliott et al. (2012), foi proposto o conceito de eficiência inteligente como uma abordagem de sistemas, em que as tecnologias de informação e comunicação (TICs) funcionam como ativadoras e facilitadoras de eficiência energética, proporcionando simultaneamente aos utilizadores acesso à informação

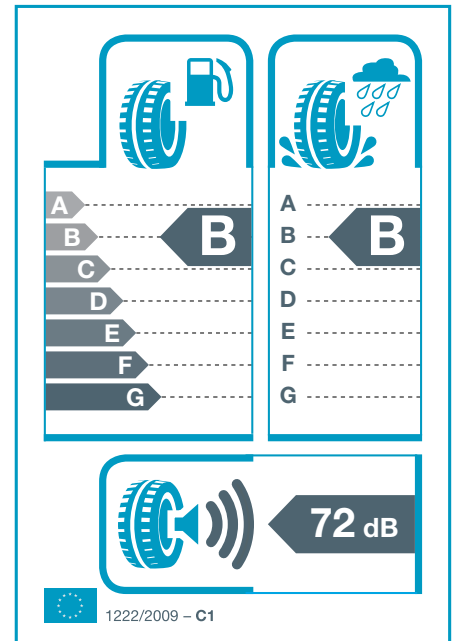


Figura 13: Etiqueta de pneu em uso na União Europeia

Fonte: Parlamento Europeu (2009).

em tempo real. Os autores definem três tipos de eficiência inteligente: centrada nas pessoas, na tecnologia e orientada a serviços. A eficiência inteligente baseia-se no papel das TICs na automação de respostas de sistema e na correspondente potencialização das respostas de eficiência energética de soluções tecnológicas já disponíveis. Ao explorar esse conceito, as redes inteligentes, os sistemas de transportes e as redes de comunicação se tornarão interligados de forma permanente, permitindo otimizar respostas e garantir sustentabilidade, mesmo em situações econômicas menos favoráveis.

O paradigma das redes inteligentes é tratado com detalhes em outro capítulo. Salientar o papel que lhe tem sido antecipado de contribuir para a viabilização e o estímulo de práticas de gestão dos sistemas de energia, que contribuem simultaneamente para garantir qualidade de serviço e segurança de abastecimento, integrando, com flexibilidade, de forma efetiva, eficaz e eficiente, a gestão de recursos do lado da oferta, e de maneira centralizada e distribuída do lado da demanda.

Esse paradigma inclui também o recurso a sistemas de armazenamento distribuído, além do tradicional centralizado, existente em usinas hidrelétricas de albufeira com acumulação por bombeamento (RUESTER, 2012), para proporcionar serviços de rede diversos, entre os quais: garantia de nível de tensão, resposta de frequência, corte de pontas ou suprimento de energia. Em função desse último, antecipa-se a capacidade para compensar a disponibilidade variável do fluxo de energias primárias renováveis.

Referências

- AMERICAN CONCIL FOR A ENERGY-EFFICIENT ECONOMY (ACEEE). *Market Transformation*. 2014. Disponível em: <www.aceee.org/portal/market-transformation>. Acesso em: 3 maio 2014.
- BOYD, G. A.; DELGADO, C. *Measuring Improvement in the Energy Performance of the U.S. Corn Refining Industry*, p. 1-18, 2012.
- CARRASCO, J. F. *The Challenge of Changing to a Low-Carbon Economy: A Brief Overview*. Low Carbon Economy. p. 1-5, 2014. Disponível em: <[dx.doi.org/10.4236/lce.2014.51001](https://doi.org/10.4236/lce.2014.51001)>. Acesso em: 5 maio 2014.
- CNE. *Informe sobre el sector energético español*. 2012. Disponível em: <www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne004_12.pdf> Acesso em: 5 maio 2014.
- DOMINGUES, A. R. et al. *Communicating Life-Cycle Assessment Results: a Comparison of Vehicle Alternatives in Portugal*. Energy for Sustainability 2013 – Sustainable Cities: Designing for People and the Planet. Coimbra, 2013.
- EDENHOFER, O. et al. *Working Group III Contribution to the IPCC. 5th Assessment Report: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*, 2014.
- ELLIOTT, R.; MOLINA, M.; TROMBLEY, D. *A Defining Framework for Intelligent Efficiency*. 2012. Disponível em: <www.qualityattributes.com/wp-content/uploads/2012/12/Intelligent-Efficiency-ACEEE-Report.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- ENERMODAL ENGINEERING LTD. *Daylighting Guide for Canadian Commercial Buildings*. 2002. Disponível em: <www.greenglobes.com/advancedbuildings/Daylighting%20Guide%20for%20Canadian%20Buildings%20Final6.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- FAO. *The State of Food and Agriculture*. 2013. Disponível em: <www.fao.org>. Acesso em: 5 maio 2014.
- FELDMAN, D. et al. *Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections*. 2012.

- GILLINGHAM, K.; NEWELL, R.; PALMER, K. *A Retrospective Examination of Demand-Side Energy Efficiency Policies*. 2004. Disponível em: <www.rff.org/Documents/RFF-DP-04-19rev.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- IEA. *Energy Technology Perspectives 2012*. 2012a.
- _____. *Tracking Clean Energy Progress*. OECD/IEA. p. 1-82, 2012b.
- _____. *Global Action to Advance Carbon Capture and Storage – A Focus on Industrial Applications*. 2013a.
- _____. *World Energy Outlook 2013*. OECD/IEA. 2013b, p. 708.
- _____. *Energy Technology Perspectives 2014*. OECD/IEA. 2014, p. 382.
- INTERNAL REVENUE SERVICE. *Internal Revenue Bulletin 2009-48*. Disponível em: <www.irs.gov/pub/irs-irbs/irbo9-48.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). *ISO 50001 Energy Management Systems – Requirements with Guidance for Use*. 2011.
- LISA RYAN, S. M.; BARON, E. L. *Energy Efficiency Policy and Carbon Pricing*. 2011.
- MAXWELL, D. et al. *Addressing the Rebound Effect, 2001*. 2011. Disponível em: <ec.europa.eu/environment/eussd/pdf/rebound_effect_report.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- MCKINSEY&CO. *Pathways to a Low-Carbon Economy*. 2009. Disponível em: <www.ceps.eu/files/McKinsey.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- NEGRA, N. B. et al. Loss Evaluation of HVAC and HVDC Transmission Solutions for Large Offshore Wind Farms. *Electric Power Systems Research*, v. 76, n. 11, p. 916-927, 2006. Disponível em: <dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2005.11.004>. Acesso em: 5 maio 2014.
- PARLAMENTO EUROPEU. *Regulation (EC) No 1222/2009*. 2009. Disponível em: <eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:342:0046:0058:EN:PDF>. Acesso em: 5 maio 2014.
- _____. *Diretiva 2010/31/UE*. 2010. Disponível em: <eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:PT:PDF>. Acesso em: 5 maio 2014.

- PETERS, J. S.; MCRAE, M. *Free-Ridership Measurement Is Out of Sync with Program Logic... or, We've Got the Structure Built, but What's Its Foundation?* 2008. Disponível em: <www.aceee.org/files/proceedings/2008/data/papers/5_491.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- POLL, A. M. et al. *Solar and Heat Pump Systems. An analysis of Several Combinations in Mediterranean Areas.* 2012. Disponível em: <www.eurosun2012.org/cms2012/data/_uploaded/file/EuroSun2012_Final_Programme.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- PRUESS, K. Lawrence Berkeley National Laboratory. In: *Proc. New Zealand Geothermal Workshop Geothermal Workshop.* 2007.
- RUESTER, S. *Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU.* Final Report, European University Institute. 2012.
- SAVY, M. *Soft Transport Modes in Europe. Bulletin of the Observatory on Transport Policies and Strategies in Europe.* p. 1-8, 2011.
- WORLD ENERGY COUNCIL. *World Energy Perspective.* 2013. Disponível em: <www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf>. Acesso em: 5 maio 2014.
- WORLD RESOURCES INSTITUTE (WRI). *Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) 2.0: WRI's Climate Data Explorer.* 2014. Disponível em: <<http://cait.wri.org>>. Acesso em: 5 maio 2014.

Sobre os autores

Nivalde J. de Castro (Organizador)

Professor doutor do Instituto de Economia da UFRJ desde 1975, leciona disciplinas na graduação e pós-graduação sobre o setor elétrico. Coordenador do Gesel vinculado ao Programa de Pós-graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento (PPED), onde desenvolve pesquisas e estudos sobre o setor elétrico: análise do modelo de estruturação, matriz de energia elétrica, padrão de financiamento, processo de concentração, regulação, modelagem dos leilões de energia e de linhas de transmissão, equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor, linha de estudos sobre governança corporativa pública.

Alexandre Lafranque

Formado em Engenharia Elétrica pela École Nationale Supérieure d'Électrotechnique, d'Électronique, d'Informatique, d'Hydraulique et des Télécommunications (ENSEEIH, França, 2012). Mestrando em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento da UFRJ. Foi engenheiro financeiro da ERDF (Electricité Réseau Distribution France), onde atuou na modelização em curto e médio prazos das perdas na rede de distribuição francesa. Realiza pesquisas nas áreas de regulação tarifária, evolução dos paradigmas de consumo e mobilidade elétrica. Pesquisador júnior do Gesel desde 2013.

Amaro Olímpio Pereira Junior

Graduado em Economia pela Universidade Federal Fluminense (UFF), mestre e doutor em Planejamento Energético pela UFRJ. Foi pesquisador do Centro-Clima/Coppe/UFRJ e consultor técnico da Empresa de Pesquisa Energética. Atualmente é professor adjunto do Programa de Planejamento Energético da Coppe/UFRJ e diretor do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético (Ilumina). Tem experiência em modelagem energética e ambiental, além de atuar nas áreas de regulação dos setores de energia, em análises da inserção de novas tecnologias das diferentes fontes de energia e nas questões relacionadas com mudanças climáticas.

André Luis da Silva Leite

Possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), mestrado e doutorado em Engenharia de Produção pela UFSC. Tem pós-doutorado em Economia pelo Instituto de Economia da (UFRJ) e, atualmente, é professor adjunto II no Departamento de Ciências da Administração da UFSC.

Antônio Farinha

Graduado em Economia, possui MBA pelo Institut Européen d'Administration des Affaires (Insead). Com mais de 16 anos de experiência em consultoria de gestão, trabalha com alta gestão de grandes grupos nacionais e multinacionais em diversos setores, como energia - geração, transmissão, distribuição e comercialização - serviços financeiros e varejo. Trabalha também em diversas organizações do setor público e associações setoriais. Os projetos incluem temas como planejamento estratégico, governança e organização, aumento de performance e regulação. É sócio da Bain & Company e líder da prática de *utilities* na América do Sul. Antes de ingressar na Bain, trabalhou na Roland Berger no Brasil.

Antônio Martins

Professor catedrático da Universidade de Coimbra (UC), tem doutorado no tema utilização eficiente de energia elétrica. Foi coordenador do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores de Coimbra de 1999 a 2003. Foi vice-reitor da UC de 2003 a 2011, com responsabilidade nas áreas de gestão financeira, de recursos humanos, acadêmica e de pesquisa científica. Foi diretor do Instituto de Investigação Interdisciplinar da UC, cuja refundação conduziu entre 2008 e 2011. É cofundador e coordenador da Iniciativa da UC Energia para a Sustentabilidade, criada em 2007.

Carlos Henggeler Antunes

Doutor em Engenharia Eletrotécnica com especialidade em Otimização e Teoria dos Sistemas pela Universidade de Coimbra, é professor catedrático no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, sendo atualmente diretor desse departamento e do Instituto de P&D INESC Coimbra. Suas áreas de interesse científico são a otimização multiobjetiva, a otimização com meta-heurísticas, a análise multicritério, os sistemas e políticas energéticas com enfoque

na eficiência energética e resposta dinâmica da demanda de energia elétrica. Participou de cerca de trinta projetos de P&D e de consultoria especializada para empresas. É autor de duzentos artigos científicos publicados em revistas, livros e atas de conferências internacionais.

Dorel Ramos

Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (USP). É consultor do Grupo EDP Energias do Brasil, onde foi diretor de Regulação da Holding, tendo sido ainda diretor de Comercialização de Energia e de Estratégia Regulatória das distribuidoras do mesmo grupo empresarial. É sócio administrador da MRTS Consultoria e Engenharia Ltda. e também professor doutor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP. Tem mais de 250 artigos publicados em anais de seminários e periódicos de níveis nacional e internacional, além de dois livros sobre análise de sistemas de potência.

Guilherme de Azevedo Dantas

Professor de Economia da Energia e de Economia Industrial. Doutor em Planejamento Energético pela Coppe/UFRJ com mestrado em Economia e Política da Energia e do Ambiente pela Universidade Técnica de Lisboa e graduação em Economia pela UFRJ. Especialista em economia industrial, economia da regulação, fontes alternativas de geração de energia elétrica e biocombustíveis. Atua como pesquisador sênior do Gesel/IE/UFRJ desde 2007.

Guilherme Luiz Susteras

Engenheiro eletricista e mestre em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP. Possui mais de 10 anos de experiência no setor elétrico, tendo atuado na área de Estudos Regulatórios e de Transmissão na Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A (São Paulo-SP), na gerência de estudos de longo prazo na National Grid Electricity Transmission (Wokingham, Inglaterra) e como gerente de projetos na Roland Berger Strategy Consultants, em São Paulo. É superintendente de Planejamento Estratégico na Renova Energia S/A, em São Paulo.

José Sidnei Colombo Martini

Formado em Engenharia Elétrica, é mestre, doutor e livre-docente pela Escola Politécnica da USP. Professor titular e chefe do Departamento de Engenharia de Computação e Sistemas Digitais da Escola Politécnica da USP. Prefeito do campus da Capital da USP. Pesquisador nas áreas de energia, computação e tecnologia da informação, com ênfase em sistemas de tempo real, espacial-

mente distribuídos e coordenados por centros de controle. Presidiu, por uma década, as principais empresas de transmissão de energia elétrica no estado de São Paulo (CTEEP e EPTE). Foi diretor em empresas de engenharia, atuando em saneamento básico, energia elétrica e energia nuclear, áreas de sua especialidade. É pesquisador associado do Gesel.

Isabel Soares

Doutora em Economia da Energia pela Université de Strasbourg (França), pós-doutora pelo Virginia Polytechnic Institute and State University (EUA), professora catedrática da Faculdade de Economia da Universidade do Porto e diretora do mestrado em Economia e Gestão do Ambiente na mesma universidade. Investigadora principal e coordenadora de 25 projetos de investigação financiados pela Comissão Europeia, Otan e por diversas instituições científicas nacionais e internacionais. Consultora na área da Regulação Econômica e da Energia da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal (Erse), do Governo de Moçambique, do Governo de Portugal, da Comissão Europeia e de associações empresariais. É autora de diversos estudos e livros publicados pela Comissão Europeia, IAEE, IEEE, Academia Húngara de Ciências, Universidade do Porto, Universidade de Turim, Universidade Paris-Sorbonne e Elsevier.

Marcelo Aude

Graduado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas e com especialização em Análises Financeiras pela mesma instituição, é sócio e diretor para o setor de Energia na Roland Berger Strategy Consultants, para os mercados do Brasil e América do Sul. Iniciou sua carreira na Roland Berger em 1999 e, desde então, conduziu inúmeros projetos de transformação no setor elétrico, em temas como estratégia e gestão, eficiência, regulação, organização, para empresas integradas, distribuidoras, geradoras e comercializadoras de energia.

Marcelo Colomer

Professor do Instituto de Economia da UFRJ, pesquisador do Grupo de Economia da Energia da UFRJ, doutor em Economia da Indústria e Tecnologia e mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela UFRJ. Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) e pesquisador visitante da Universidade Paris XI, é especialista na indústria de petróleo e gás natural, dedicando-se, desde 2004, à pesquisa nas áreas de organização industrial, dinâmica das indústrias de energia, regulação e políticas energéticas.

Patrícia Pereira da Silva

Licenciada em Organização e Gestão de Empresas e doutora em Organização e Gestão de Empresas com especialidade em Finanças pela Universidade de Coimbra, é professora na Faculdade de Economia da Universidade Coimbra, onde tem lecionado diversas disciplinas nas áreas das finanças, contabilidade e mercados de energia. Seus interesses de investigação centram-se na análise e avaliação de projetos de investimento, finanças, mercados de energia e em aplicações em sistemas sustentáveis de energia. Pesquisadora do Inesc - Coimbra e pesquisadora associada do Gesel/UFRJ, é Integrante da International Association for Energy Economics (IAEE) e da Iniciativa Energia para a Sustentabilidade, e docente do programa de doutorado Sustainable Energy Systems, do MIT Portugal.

Pedro Bara Neto

Mestre em Ciências da Engenharia pela Universidade de Stanford, na Califórnia, e Pesquisador Associado do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel) do Instituto de Economia da UFRJ. Por oito anos foi Diretor de Política Amazônica do WWF nos Estados Unidos e líder da estratégia de infraestrutura da rede WWF na Amazônia. Desde meados da década de 1990, seu interesse profissional vem sendo pautado pelo futuro da Amazônia, tendo participado de algumas das mais importantes iniciativas em prol do desenvolvimento, conservação e proteção da região. Em todas essas oportunidades, sua atuação foi marcada pela defesa de princípios, critérios e práticas que garantam o equilíbrio entre os interesses econômicos e socioambientais na tomada de decisões de investimentos na Amazônia.

Ricardo Raineri Bernain

Professor titular da Faculdade de Engenharia da Pontifícia Universidade Católica do Chile, é diretor-executivo suplente Grupo Banco Mundial e vice-presidente da International Association for Energy Economics (IAEE).

Roberto Brandão

Economista com pós-graduação em Economia, mestrado e doutorado em Filosofia, é pesquisador sênior do grupo de estudos do setor elétrico, área de concentração em finanças. Ministra cursos na área de finanças, destinados ao setor elétrico, e desenvolve pesquisas na área de regulação geração, transmissão de energia elétrica e presta consultoria para empresas do setor elétrico.

Rubens Rosental

Economista formado na UFRJ e mestre em Engenharia de Produção na Coppe/UFRJ, é pesquisador sênior nas áreas de cenários macroeconômicos, governança corporativa e integração energética, e pesquisador do Gesel.

1ª edição: março de 2015

Impressão: Arvato

Papel de capa: Triplex LD Papirus 250g/m²

Papel de miolo: Pólen soft 80g/m²

Tipografias: Swift e Amplitude

Escrito por especialistas do setor elétrico, este livro apresenta perspectivas e desafios da gestão e do consumo da energia no horizonte temporal da década de 2030.

Os textos abordam desde a prospecção das diretrizes da cidade do futuro, redes inteligentes e veículos elétricos até assuntos mais familiares ao dia a dia dos brasileiros, como as tendências das matrizes elétricas mundial e nacional, evolução dos mercados de energia elétrica e de sua regulação.

A Visão 2030 para o setor elétrico objetiva lançar luz sobre a identificação de trajetórias e as possíveis variáveis da energia no Brasil, a fim de incitar reflexões, precauções, novo comportamento e comprometimento da sociedade civil e das empresas e instituições envolvidas.

Autores

Alexandre Lafranque
Amaro Olimpio Pereira Junior
André Luis da Silva Leite
Antônio Farinha
Antônio Martins
Carlos Henggeler Antunes
Dorel Ramos
Guilherme de Azevedo Dantas
Guilherme Luiz Susteras
Isabel Soares

José Sidnei Colombo Martini
Marcelo Aude
Marcelo Colomer
Nivalde J. de Castro
Patrícia Pereira da Silva
Pedro Bara Neto
Ricardo Raineri Bernain
Roberto Brandão
Rubens Rosental
