

Revista da

APESC

Associação dos
Produtores de Energia
de Santa Catarina

Ano 1
Dezembro de 2020

Reforma do setor elétrico traz novo alento para a economia

Expectativa dos players é de uma retomada da confiança no crescimento do PIB em 2021



BRDE-SC conta com
R\$ 300 milhões de pedidos em
carteira de novos projetos



Apesc prepara
lançamento
do Selo Verde
de Energia



Mercado Livre de Energia
em Santa Catarina deve
entrar em fase de expansão

Revista da



Associação dos Produtores de
Energia de Santa Catarina

Número 3 - Ano 1
Dezembro de 2020

CONSELHO EDITORIAL

Gerson Pedro Berti
Nelson Dornelas
Woimer José Back
Norimar Fracasso
Olinto Silveira
Daniel Faller
Milton Wells
Fábio Lima
Kamila Lehmkuhl

APESC - Techno Towers

SC-401, 500 - João Paulo,
Florianópolis - SC, 88030-000

Publisher e Editor

Milton Wells
mwells@terra.com.br

Planejamento gráfico

Vinicius Kraskin
vkraskin@terra.com.br

Revisão

Press Revisão

Fotos

Divulgação

Foto da capa

UHE Foz do Chapecó / Divulgação

Impressão

Gráfica Capital Ltda.

PRODUÇÃO

Matita Perê Editora Ltda ME
Travessa Jundiá 2200/608,
Porto Alegre - RS - CEP: 90.520.270
Tel.: (51) 3391.2328 / 99918.7460

SUMÁRIO

3 EDITORIAL

A demora no licenciamento ambiental significa, de forma indireta, a opção pela energia térmica mais poluente

4 SUSTENTABILIDADE

APESC lança Selo Verde de Energia para incentivar o incremento da geração de energias renováveis

6 PCHs



Santa Catarina obtém incremento de 3,7% na potência instalada de centrais hidrelétricas em 2020

8 ASSOCIADAS



Eletrisa, após 13 anos no setor de PCHs, planeja expandir seus negócios para fontes eólica e solar

10 FINANCIAMENTO

BRDE-SC tem mais de R\$ 300 milhões de pedidos em carteira do setor elétrico para 2021

14 ENTREVISTA

O PLD horário é fundamental para que o sistema elétrico brasileiro avance em todas as suas frentes de modernização

16 MERCADO LIVRE



Novas regras devem incentivar migrações em SC em 2021

18 GD

APESC batalha para que a isenção de ICMS na tarifa de energia se estenda para usinas de até 5 MW

20 SETOR ELÉTRICO



Reforma deve trazer novas perspectivas para a economia nacional em 2021

22 ARTIGO

Daniel Faller – O desafio tecnológico para o aproveitamento de baixíssimas quedas

23 ARTIGO

Paulo Arbex – Incentivos, subsídios, privilégios e favorecimentos no setor elétrico

O impasse administrativo afeta o licenciamento ambiental

Santa Catarina sofre as consequências de um hiato na chefia do Poder Executivo. Isso se reflete na ação dos seus órgãos. As correspondências enviadas pela APESC ao Instituto do Meio Ambiente e à Secretaria do Desenvolvimento Econômico Sustentável acerca dos licenciamentos de mais de 70 projetos de PCHs e CGHs sequer foram respondidas. Assim, quem vendeu energia nos leilões do mercado regulado promovidos pela Aneel, nos anos de 2018 e 2019, se defronta com um risco fatal ao equilíbrio econômico-financeiro dos seus projetos: o atraso no início das obras.

A demora no licenciamento ambiental significa, de forma indireta, a opção pela energia térmica mais poluente. O episódio do apagão no Amapá é mais um alerta de como nossa política para o setor elétrico é equivocada. A discussão de um novo modelo é inadiável e será trazido a lume nas páginas que se seguem.

O preço alto das tarifas é o sintoma mais visível de que algo está errado. Entre o que se paga ao produtor de energia e o que custa ao consumidor, há uma enorme diferença. Para exemplificar, Santa Catarina cobra ICMS sobre os subsídios da baixa renda e os da eletrificação rural. Enquanto isso, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), embutida na tarifa da principal distribuidora catarinense, passa de R\$ 1,2 bilhão somente para 2020. A Assembleia Legislativa do Estado, através da Frente



Parlamentar de Apoio às PCHs e CGHs, tentou corrigir essa anomalia revogando a vigência da Portaria 344/2019. Foi em vão: a Secretaria da Fazenda persiste na cobrança de imposto e tudo deverá ser resolvido na Justiça, com as delongas de costume.

Os órgãos estaduais são responsáveis pelo adiamento de investimentos vultosos no Estado

de SC. O clamor da sociedade organizada precisa chegar aos ouvidos das autoridades, sob pena de perdas irreparáveis.

A Revista da APESC, em sua terceira edição, discute a pujança econômica do setor.

***Gerson Pedro Berti,
presidente da APESC***

Selo Verde de Energia da APESC incentiva uso de energias limpas

Geração de energia limpa cria novas oportunidades de investimentos

O mundo está se tornando verde, desde a reciclagem e geração de energia até alimentos orgânicos e pesca sustentável. Parece que todos – incluindo cientistas, empresas e consumidores – estão interessados em enfrentar os riscos do aquecimento do clima com medidas de sustentabilidade.

Nesse contexto, a energia verde é um tema quente em um mundo preocupado com as mudanças climáticas. A geração de energia que não depende da queima de combustíveis fósseis para gerar eletricidade para nossas casas ou indústrias está criando um número crescente de oportunidades de investimento. Água, vento e sol estão entre as principais fontes de energia renovável.

Com base nessa realidade, a Associação dos Produtores de Energia de Santa Catarina (APESC) deverá lançar, em meados de 2021, a certificação denominada Selo Verde de Energia para incentivar o incremento da geração de energias renováveis no Estado e, ao mesmo tempo, acompanhar a tendência global e agregar valor a políticas de cunhos sustentáveis.

De acordo com Cristiano Tessaro, diretor de certificação de energia verde da APESC, a ideia é habilitar todas as usinas com fontes renováveis associadas à entidade a emitir um certificado de compra de energia renovável aos seus clientes. “Assim, se um CNPJ – consumidor ou comerciali-



zador – comprar energia de uma usina habilitada pela APESC, ele irá ganhar um certificado com a chancela da Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE) e passará a ser reconhecido por suas práticas de sustentabilidade.”

Tessaro esclarece que a chancela do certificado por parte da CCEE ainda está sendo discutida entre a APESC e a instituição, e a expectativa é de uma definição sobre essa demanda até o final do ano.

Outra questão ainda a ser estabelecida é quanto aos critérios mínimos de compra de energia renovável que darão direito ao certificado, acrescenta o dirigente. “Pretendemos programar para o final de 2021 um grande evento reunindo todas as empresas certificadas e as respectivas usinas, o que dará grande visibilidade a essa iniciativa que pretendemos torná-la permanente.”

Facisc defende redução da carga tributária para incremento

Em depoimento à Revista da APESC, o presidente da Federação das Associações Comerciais de SC (Facisc), Jonny Zulauf, afirmou que a entidade apoia o uso das energias renováveis, não só da matriz hídrica, mas também da matriz solar, eólica, biomassa.

“A Facisc não só apoia, mas também incentiva, uma vez que tem trocado experiências com modelos da Alemanha através do Centro de Profissionalização das Associações Empresariais da Baviera (BFZ)

e a realização de uma série de seminários sobre energias renováveis em quatro municípios de Santa Catarina e um no Rio Grande do Sul”, afirmou.

A troca com a Alemanha, segundo ele, tem como objetivo fomentar novos negócios que possam originar do emprego das energias renováveis e incentivar toda a cadeia produtiva catarinense a utilizar as fontes de energia renováveis.

“Uma das bandeiras da Facisc é a redução da carga tributária, e em relação à produção de ener-

FIESC tem como foco o incentivo à sustentabilidade

“É um fator cada vez mais importante para as empresas a adoção de medidas em prol da sustentabilidade”, disse Otmar Muller, presidente da Câmara de Assuntos de Energia, da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC), ao avaliar a iniciativa da APESC no sentido de criar um Selo Verde de Energia.

Por meio desse selo, o sr. acredita que a medida poderá servir de impulso para o desenvolvimento das renováveis em SC?

Sem dúvida, é um fator cada vez mais importante para as empresas a adoção de medidas em prol da sustentabilidade. Algumas grandes empresas já adotam objetivos de médio e longo prazo de descarbonizar a sua energia. E hoje já há geradores de energia incentivada que fornecem aos seus clientes certificados de poupança de CO₂/gases de efeito estufa pelo uso de energia limpa.

O senhor acredita que a indústria catarinense tem consciência sobre a importância das energias renováveis em um mundo ameaçado pelo aquecimento global?

Já há o interesse e atração pelas energias renováveis. Mas ainda predomina o custo no momento de decisão pela compra. O consumidor final dos produtos da indústria, na hora da compra na loja ou no supermercado, ainda decide majoritariamente pelo menor preço.

Como a FIESC vem se posicionando em relação ao uso das renováveis e das fósseis?

Otmar Muller,
presidente da Câmara
de Assuntos de
Energia, da FIESC



Em nossos eventos da Câmara de Energia, sempre ressaltamos a importância das energias renováveis, uma vez que um dos focos principais da FIESC é trabalhar pela sustentabilidade da indústria catarinense. E sempre que provocados pelos agentes e promotores destas energias, abrimos espaços em nossas agendas.

A entidade pensa em aderir à energia fotovoltaica em sua sede para economizar energia e servir de exemplo, ao mesmo tempo?

No passado, já foi realizada esta avaliação e mostrou-se economicamente inviável. Agora, com o Instituto Eggon João da Silva – uma parceria do SENAI com a Weg – está sendo realizada uma reavaliação do projeto.

das renováveis

gias renováveis, o governo do Estado tem de ter um olhar diferenciado em relação à carga tributária que envolve os insumos, equipamentos e tecnologia empregada na geração de energias renováveis. Diferenciais de alíquotas e a isenção tributária para produção aqui no Estado, além do pleito junto ao governo federal para a redução para que possa fomentar o emprego das energias e reduzir o custo de produção.”

Jonny Zulauf, presidente da
Federação das Associações
Comerciais de SC (Facisc)



Santa Catarina obtém incremento de 3,7% na potência instalada de centrais hidrelétricas em 2020

Além da morosidade na emissão de licenças do órgão ambiental, a pandemia da Covid-19 também afetou investimentos



PCH
Celso Ramos

Um dos estados mais beneficiados por fontes de energias renováveis, Santa Catarina ainda patina quando se trata de incrementar a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais de Geração Hidrelétricas (CGHs). Apesar de contar com centenas de projetos, o desempenho do setor fica bem abaixo de seu potencial. O ano de 2020 não foi diferente.

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), entraram em operação sete usinas com potência total de 41.020 kW, o que representou um avanço de 3,7% de potência so-

mente para esta fonte. Atualmente, SC conta com 273 pequenas usinas hidrelétricas em operação, das quais 79 PCHs e 194 CGHs, com potência total de 1.101 MW.

A pandemia da Covid-19 e o trabalho em home office do órgão ambiental, além do processo de impeachment do governador, acabaram afetando ainda mais os pedidos de licenciamento ambiental, travando investimentos, apesar de cumpridas todas as exigências legais, afirma Rousty Rolim Moura, diretor de PCHs e CGHs da APESC e CEO da empresa Norte Investimentos.

“Um exemplo disso é a bacia do Rio Chapecó, que conta

com projetos de licenciamento de mais de 200 MW e não avançam devido à morosidade do IMA (Instituto do Meio Ambiente)”, reclama.

“É como se fosse um carro com o freio de mão puxado que só anda na primeira marcha”, compara o empresário Nelson Dornelas, da Estelar Engenharia, de Florianópolis, ao definir a atuação do órgão ambiental do Estado. Para contrapor o atual sistema de licenciamento ambiental que se concentra na sede do IMA-SC, Dornelas sugere a descentralização dos trabalhos como alternativa capaz de proporcionar maior agilida-

de aos pedidos encaminhados pelos empreendedores. “Não tem sentido a sede do órgão ambiental decidir por processos do Centro-Oeste e de outras regiões que contam com pessoal qualificado para avaliar os documentos de licenciamento”, argumenta. “Por que centralizar as decisões se existem alternativas de maior agilidade em cada regional?”

Dornelas lembra ainda que, devido ao que define como “operação padrão” no IMA, em referência a órgãos públicos que se utilizam da morosidade como forma de protesto, antecedendo greves, até hoje não foram liberadas as LAIs das usinas Pira

(16MW), Alto Alegre (17,4 MW) e Rodeio Bonito (14 MW), todas elas vencedoras de leilões do mercado regulado.

De acordo com levantamentos da APESC, existem ainda seis projetos que, juntos, somam 95 MW de potência, estimados em cerca de R\$ 600 milhões, que ainda não receberam a Licença Ambiental de Instalação (LAI).

Daniel Faller, diretor de engenharia da APESC e CEO da Hydrofall, concorda que o licenciamento ambiental tem se apresentado como o maior entrave nos últimos anos. Todavia, ele destaca, também, as limitações para interligação ao sistema elétrico e o aumento dos custos

das principais commodities, as quais refletem diretamente na viabilidade econômica das pequenas usinas.

A lentidão descabida para aprovação de projetos, taxas de juros elevadas e a enorme burocracia de implantação de um projeto podem representar, em primeira análise, um prejuízo ao empreendedor. Na realidade, contudo, refletem em custo para todos os consumidores, porque, invariavelmente, o tempo perdido e os valores investidos ao longo de árduos anos para viabilizar um projeto acabam virando o famoso “custo da ineficiência”, que está embutido nas tarifas de energia, conclui Faller.



**DESENVOLVER A
GERAÇÃO DE
ENERGIA EM
SANTA CATARINA,
ESTA É A MISSÃO
DA APESC.**

ASSOCIE-SE
APESC.COM.BR

APESC
Associação dos Produtores
de Energia de Santa Catarina

Após 13 anos no setor de PCHs, Eletrisa planeja expandir seus negócios para fontes eólica e solar

A opção por eólica e solar segue em linha com a tendência das energias renováveis



Centro de Operações opera 24 h, 365 dias por ano

Após 13 anos de atuação no ramo de PCHs, em que atua como investidora, gestora e na O&M de usinas, a Eletrisa, de Blumenau, irá expandir seus negócios. Ainda em fase de licenciamento ambiental, a empresa projeta um parque eólico de 150 MW, na região de São José dos Ausentes (RS), e outro, fotovoltaico, em fase inicial, revelou à Revista da APESC o CEO da empresa, Olinto Silveira.

“A opção por eólica e solar segue em linha com a tendência das energias renováveis, em que o Brasil responde por uma das matrizes mais limpas do mun-

do, na qual, além da energia de fonte hídrica, as fontes solar e eólica despontam de forma exponencial”, disse Silveira.

A história da Eletrisa, uma das principais empresas do segmento de centrais hidrelétricas em Santa Catarina, começou em 2007 por meio de uma sociedade criada para fazer a gestão administrativa, financeira e societária das PCHs Contestado e Coronel Araújo. Hoje, a empresa é controlada pelos sócios Valter Luiz Torresani, Olinto Silveira e Jeancarlo Moschetta.

Muito de seu crescimento nos últimos anos tem a ver com o início dos serviços de O&M de

usinas, em 2015. “Passamos a ser solicitados por outros empreendedores interessados em soluções lucrativas e operacionais para suas geradoras, o que resultou na ampliação de nossas atividades”, lembra o empresário.

Desde então, além de administrar as PCHs de que participa, a empresa também passou a fazer a gestão de usinas de terceiros. Atualmente, administra 90 MW de potência instalada em 16 usinas e distribui dividendos a mais de 400 acionistas.

Todo esse portfólio deverá aumentar ainda mais com a construção de outras seis usinas no Rio Grande do Sul, com 27

MW de potência total e investimentos de R\$ 200 milhões.

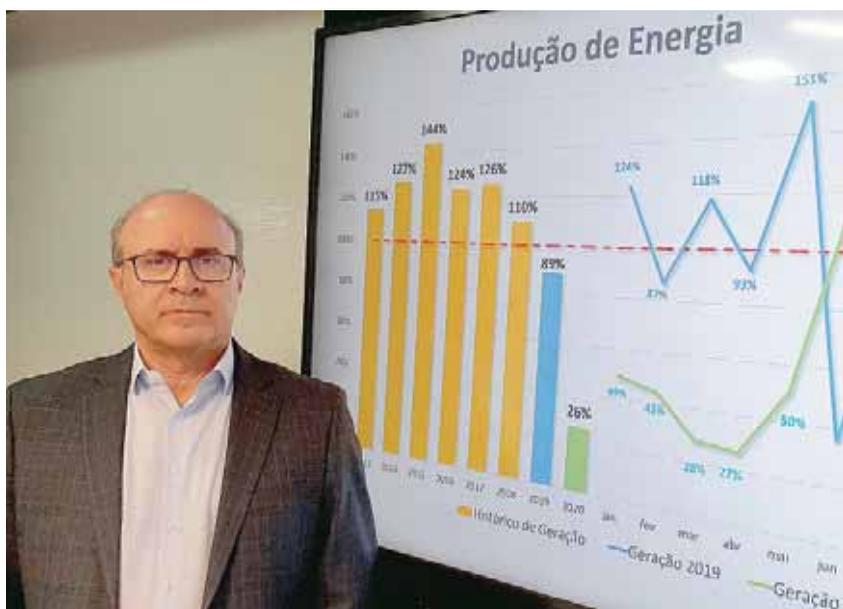
Focada desde o início em energias renováveis, a empresa mantém-se de olho em bons projetos na Região Sul. Na maioria das vezes, investe em obras com capital próprio dos acionistas, sem descartar linhas de financiamento.

“Atuamos no sentido de maximizar os lucros e a geração, com adaptação contínua das estratégias para minimizar o impacto do GSF. Somos reconhecidos no mercado por oferecer excelente relação custo-benefício dos serviços prestados”, diz Silveira.

O atendimento aos clientes da Eletrisa abrange desde a gestão administrativa e financeira das usinas, incluindo assembleias e reuniões de Conselhos Fiscais, até os serviços de O&M, o que inclui seu Centro de Operações remotas, que trabalha 24 horas por dia e 365 dias por ano.

Sobre os efeitos da pandemia da Covid-19 nos negócios, Silveira afirmou que os desdobramentos deverão mesmo repercutir no plano decenal do setor. “Foi um ano que apresentou dificuldades inéditas até o momento. Todavia, mesmo operando em home office, sustentamos nosso padrão de qualidade na O&M com foco na rentabilidade das usinas, além de manter nossos investimentos.”

Já com o pensamento voltado para 2021, Silveira projeta novas oportunidades para a empresa a partir das novas regras do mercado livre de energia que passam a vigorar a partir de janeiro. “Pensamos que abre oportunidades de levar nossas soluções e oferecer a excelência de nossos serviços porque o acirramento



Olinto Silveira: “Atuamos no sentido de maximizar lucros e a geração”



Serviço de O&M atua com foco na rentabilidade das usinas

da concorrência pela entrada até mesmo de UHes, vendendo diretamente sua energia, exigirá cada vez mais da gestão administrativa. As estratégias de compra e venda de energia para buscar blindar o balanço das usinas serão importantíssimas.”

Da mesma forma, ele acredita que a chegada do PLD horário representa chances de crescimen-

to no mercado. “Ajustar a operação diária conforme o PLD horário, otimizando a utilização da água dos reservatórios aos horários de melhor preço, transforma nosso Centro de Operações em gênero de primeira necessidade. Também é vital para a GD que precisa gerar o máximo possível em cada cenário hidrológico e estar sempre disponível.”

BRDE-SC tem mais de R\$ 300 milhões de pedidos em carteira do setor elétrico para 2021

Liberações irão depender da qualidade de cada projeto, afirma o gerente de operações da agência de Santa Catarina, Marcone Souza Melo



PCH Ponte Serrada

O cancelamento de projetos foi o principal efeito da pandemia da Covid-19 sobre as operações do BRDE em 2020 no segmento de energia elétrica. Com uma expectativa de financiar em torno de R\$ 200 milhões em empreendimentos, dos quais a maior parte em PCHs e CGHS, o banco deverá fechar o ano com um total de financiamentos de aproximadamente R\$ 90 milhões, em comparação aos R\$ 109 milhões do ano anterior, segundo o gerente de operações da agência de Santa Catarina, Marcone Souza Melo.

“Muitos investidores resolveram adiar seus projetos e aguar-

dar uma maior clareza sobre os cenários para poder retomá-los”, explica Melo nesta entrevista à Revista da APESC.

“Ainda neste final de ano, esses projetos voltaram a tramitar em um montante de cerca de R\$ 300 milhões de pedidos em carteira, o que prenuncia para 2021 um ano de grande demanda de investimentos no setor elétrico de SC.”

Quais são os efeitos da pandemia da Covid-19 nas operações do banco em SC no setor elétrico em 2020?

Com a pandemia da Covid-19, muitos investidores em energia resolveram aguardar uma maior

clareza dos cenários, e muitos projetos que estavam em andamento foram suspensos. Agora em novembro, podemos perceber a retomada de muitos empreendimentos, o que prenuncia uma forte demanda para 2021.

Como fechou o ano em volume de financiamentos e quais são as previsões para 2021?

O ano irá fechar com um volume de cerca de R\$ 90 milhões de linhas de financiamento aprovadas, em comparação aos R\$ 109 milhões do ano anterior. Na quase totalidade, para PCHs e CGHS. Para 2021, apenas com os projetos em carteira, a estimativa é de financiar

R\$ 300 milhões, sem contar aqueles que devem entrar no decorrer do próximo ano. Esses R\$ 300 milhões são de pedidos em carteira, o que não quer dizer que irão se concretizar.

Quais são as fontes de maior demanda desses projetos em carteira?

PCHs e CGHs, disparado. Há também algum projeto isolado de biomassa. Os de solar fotovoltaico estão apresentando um crescimento. Todavia, são de pequenos portes, em sua maioria para consumo próprio. Temos também uma consulta acerca de um projeto entre R\$ 20 milhões e R\$ 30 milhões de origem da agroindústria, também para uso próprio. O BRDE é um protagonista do setor elétrico da região sul do país. Somente a agência de Santa Catarina, no acumulado até este ano, já financiou mais de R\$ 1 bilhão, em sua maior parte de PCHs e CGHs.

De que forma o BRDE participa nesses financiamentos?

Em média, o BRDE participa entre 75% e 90% em cada projeto. Mas tem casos com participação de até 100%. As liberações são parceladas e estão condicionadas a documentos fiscais que comprovam a implantação do respectivo projeto e assim sucessivamente.

Qual é a carência para esses contratos e respectivas taxas?

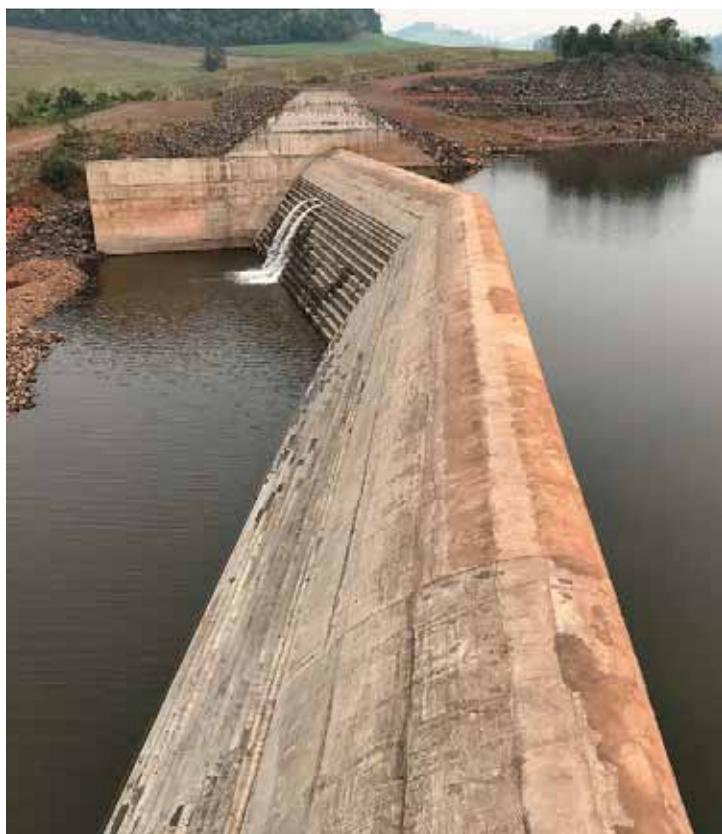
Tudo vai depender dos prazos de implantação de cada projeto. Muitos recebem uma carência de 24 meses e até 36 meses. Essa carência é trimestral. As condições de cada empréstimo irão depender do rating da empresa, do tipo de projeto, se haverá recursos internacionais. Em tese, podemos falar de uma taxa entre 3,5% e 5% ao ano mais Selic.

Quanto tempo leva a tramitação de um projeto?

Vai depender muito da empresa. Um projeto de PCH com várias questões pendentes, sejam ambientais ou regulatórias, por exemplo, não avança. É preciso que todas as questões estejam resolvidas. Desse jeito, a tramitação do projeto não excede entre 60 dias e 70 dias, podendo chegar, em alguns casos, a 90 dias. Todavia, é comum nos depararmos com pendências como do licenciamento ambiental. O licenciamento ambiental é fundamental para a tramitação dos projetos e posterior liberação dos recursos.



PCH Tupitinga



PCH Coração



DESENVOLVER ENGENHARIA E MEIO AMBIENTE: INOVAÇÃO NA CONSULTORIA AMBIENTAL

Há 7 anos prestando serviços na área da Consultoria Ambiental, a Desenvolver Engenharia e Meio Ambiente tem seus principais trabalhos voltados ao licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos, eólicos e linhas de transmissão. Seu Diretor Técnico e fundador possui mais de 15 anos de experiência na área de Geração e Transmissão de Energia, tendo atuado direta e indiretamente em aproximadamente 150 serviços voltados a consultoria e assessoria ambiental neste ramo. A sede da empresa se localiza no meio oeste catarinense, município de Ouro. Entretanto, sua marca já está em todo o Brasil, com trabalhos realizados nas cinco regiões, destacando-se a região sul nos estados do Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Desde 2013, foram

cerca de 120 empreendimentos atendidos e diversos trabalhos elaborados, tais como: Avaliações Integradas de Bacias Hidrográficas (AIBH), realizadas em 07 bacias até o momento; obtenção de Licenças Ambientais Prévias (LAP) com a realização de Estudos Socioambientais – EIA/RIMA, EAS, RAS, RAP, ECA; obtenção e monitoramento de condicionantes e programas de Licenças Ambientais de Instalação (LAI), Licença Ambiental de Operação e Operação Corretiva (LAO); Inventários Florestais e Faunísticos; Estudos de Inventário Hidrelétrico; Estudos Hidrológicos; Estudos de Modelagem Hidráulica e de Qualidade da Água; Estudos de Ecologia da Paisagem; Geoprocessamento; Levantamentos aéreos; Perícias Técnicas; Representação



Pública, entre outros. Atualmente, são mais de 50 projetos e serviços ativos.

A ESTRUTURA

Prezando pela excelência, transparência e comprometimento, a Desenvolver dispõe de uma equipe multidisciplinar especializada, com 20 funcionários a pronto atendimento, contando com Engenheiras Ambientais, Biólogos, Geógrafo, Historiadora, Engenheiro Agrônomo e Gestor Ambiental, além de assessores jurídicos e administrativos. Destes, 06 são mestres e 01 doutorando. Quanto à infraestrutura, a sede da empresa contempla espaço para escritórios, sala de reuniões, almoxarifado e laboratório equipado para triagem e identificação de fauna aquática – especialmente macrofauna bentônica, ictiofauna e ictioplâncton; além de dispor de veículos, equipamentos e tecnologias para realização e entrega dos serviços em alta qualidade. Na Desenvolver, o contato direto e frequente com os responsáveis pelos licenciamentos municipais,

estaduais e federais é um atributo da empresa, que tem como seus principais objetivos a plena consonância com as legislações vigentes e a agilidade nos processos com os órgãos fiscalizadores. A empresa tem um compromisso firmado com o meio ambiente, a sociedade e seus clientes: conduzir seus serviços de acordo com as particularidades de cada um, a harmonia entre todos os meios e a busca pela sustentabilidade para as gerações futuras.



desenvolver

engenharia e meio ambiente

desenvolvermeioambiente.com.br (49) 3555 5940

R. Sete de Abril, 3489 - B. Parque Jardim Ouro
Cep 89663-000 - Ouro - SC
desenvolvergestaoambiental@gmail.com
contato@desenvolvermeioambiente.com.br

ÁLVARO SCARABELOT

“O PLD horário é fundamental para que o sistema elétrico brasileiro avance em todas as suas frentes de modernização”

O PLD horário, uma nova forma de precificação da energia elétrica, que entra em vigor a partir de janeiro de 2021, além de uma evolução, é uma necessidade, diz Álvaro Scarabelot, gerente de gestão de riscos e inteligência de mercado da Engie Soluções, nesta entrevista à Revista da

“A nossa matriz elétrica de geração sofreu forte alteração nessas últimas duas décadas. Basicamente, passamos de uma matriz predominantemente hidroelétrica para uma hidrotérmica, com muita participação de fontes renováveis intermitentes. Essa alteração torna necessário um novo modelo matemático mais abrangente e robusto, que possa gerar um despacho mais adequado e formar um preço mais aderente à realidade do sistema”, afirma.



“Modelo irá possibilitar uma representação mais fidedigna do sistema e aproximará o planejamento da operação”

O modelo de precificação horária é uma evolução para o setor elétrico brasileiro?

Com certeza. Além de uma evolução, ele é uma necessidade. A nossa matriz elétrica de geração sofreu forte alteração nessas últimas duas décadas. Basicamente, passamos de uma matriz predominantemente hidroelétrica para uma hidrotérmica, com muita participação de fontes renováveis intermitentes. Essa alteração faz com que exista um desafio maior de otimização do uso dos recursos. A matriz evo-

luiu, o regime hidrológico vem sofrendo alterações, ano após ano. Houve a inserção da geração distribuída, uma maior participação do consumidor em gerar energia, alterações do perfil de pico de consumo da carga nacional, entre outros diversos fatores, que fazem com que o sistema elétrico hoje necessite de um novo modelo matemático mais abrangente e robusto que possa gerar um despacho mais adequado e formar um preço mais aderente à realidade do sistema.

Em linhas gerais...

É fundamental, para que o sistema elétrico brasileiro avance em todas as suas frentes de modernização, que se ponha em operação o modelo de despacho de curtíssimo prazo e que ele possa gerar os sinais de preços mais próximos da valoração da nossa geração e consumo. Esse modelo irá possibilitar uma representação mais fidedigna do sistema e aproximará o planejamento da operação. É um caminho sem volta.

Quais são os principais desafios que os consumidores de

energia elétrica enfrentarão com a entrada do PLD horário em janeiro de 2021?

O novo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) irá afetar os consumidores de energia elétrica de modo bem distinto, dependendo do ambiente de contratação e do perfil de carga de cada consumidor. De modo sumário, o novo PLD passa a ser mais volátil, com publicação diária e granularidade horária.

Como o novo PLD irá impactar?

A liquidação do mercado de curto prazo (MCP) e os encargos de serviços do sistema. Os consumidores do mercado cativo possuem esses dois componentes de custos alocados nas tarifas de energia elétrica. Logo, eles só serão percebidos quando da publicação dos reajustes tarifários. Já para os consumidores do mercado livre, esse impacto deve ocorrer a cada mês, em suas liquidações financeiras. De toda a sorte, para os consumidores do mercado livre, o impacto só será percebido para os consumidores com contrato de energia sem modulação, ou seja, alocação da energia adquirida de modo igual e linear ao longo de todas as horas do mês. Esse tipo de contrato, com modulação FLAT, não acompanha a carga do consumidor hora a hora e, sendo assim, o consumidor fica exposto aos riscos financeiramente no que tange às suas sobras e faltas de energia, em cada hora.

É possível detalhar?

Das análises que temos rodado, na mesa de inteligência da Engie, para consumidores livres

sem modulação, cada segmento de consumo terá um impacto específico, variando de +4,50 R\$/MWh (crédito) a -10,00 R\$/MWh (débito). Os consumidores com os impactos mais expressivos (débito maior) são os do segmento: Comércio, Serviços, Veículos e Manufaturados diversos. Do lado positivo (créditos), temos: Extração de minerais e Metalurgia. Em síntese, os consumidores com consumo de energia no final da manhã e início da tarde serão os mais impactados, pois o PLD nesses horários é o mais caro. Consumidores com perfil de carga mais próximo da linearidade

O novo PLD irá afetar os consumidores de energia elétrica de modo bem distinto, dependendo do ambiente de contratação e do perfil de carga

ao longo de todo o dia (0-24h) tendem a ter impacto zerado. Considerando o custo médio de uma unidade (de média tensão) na faixa de 500,00 R\$/MWh, o impacto para os consumidores livres, sem modulação, nos cenários apresentados anteriormente varia de -1% a +2% do custo monômio final da energia para o consumidor. No que diz respeito ao encargo do serviço do sistema, a tendência é de termos uma redução dos custos relacionados ao despacho das térmicas, já que o planejamento estará mais próximo da operação. Do histórico que temos do PLD teste, os valores do impacto ficaram abaixo de 0,50 R\$/

MWh de redução média do encargo, mas esse impacto é muito peculiar de cada mês e tende a sofrer fortes variações em função do regime de operação.

Quais são as oportunidades, na sua visão, que o PLD horário poderá trazer para os consumidores?

Os consumidores com flexibilidade em seus regimes de produção que puderem deslocar seu consumo para os horários com PLD mais barato conseguirão obter resultados significativos no seu custo médio de energia (somente para consumidores livres que possuem contratos sem modulação).

Na autoprodução solar?

Consumidores do mercado livre que queiram gerar sua própria energia proveniente de geração solar conseguirão reduzir seus picos de consumo, no período da tarde principalmente, e, certamente, obterão resultados expressivos. Das análises que temos rodado, o payback simples desse tipo de operação pode cair pela metade quando comparado com um sistema comum de GD. Nesse modelo, o consumidor gerará um pedaço da sua necessidade e adquirirá no mercado um volume mais FLAT e mais barato da carga remanescente.

E quanto ao preço de energia no ACL para consumidores com perfil de carga fora do pico nacional?

Para alguns perfis de consumo, o preço da energia elétrica tende a ser menor e esses consumidores passarão a ter ofertas mais competitivas dos comercializadores de energia.

Novas regras devem intensificar migração de

A adoção de novos patamares está prevista no cronograma, com metas de carga mínima de 1,5 MW a partir de janeiro de 2021

Uma pesquisa do IBOPE para a Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel) apurou que 80% dos brasileiros consideram a conta de luz cara e que 69% gostariam de escolher o seu fornecedor. Além disso, a Abraceel mostrou em um comparativo que, nos últimos 15 anos, a energia do mercado livre foi 23% mais econômica que no mercado cativo.

Nada surpreendente, portanto, que o número de consumidores do mercado livre de energia siga crescendo. Esse formato de contratação permite que as operações de compra e venda de energia elétrica sejam reguladas por acordos firmados diretamente entre o consumidor e o fornecedor do serviço. Na prática, isso significa que a sua empresa terá a liberdade para escolher seu fornecedor, conforme seus critérios, conveniências e interesses, levando em consideração desde o preço praticado até outros detalhes, como a segurança no fornecimento e a fonte geradora.

Dados da Abraceel indicam que o segmento responde por mais de 20 mil Unidades Consumidoras Livres e Especiais, que atendem a 33% do consumo nacional e a 85% do consumo industrial, com um volume financeiro anual superior a R\$ 120 bilhões.



De acordo com levantamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) divulgado em 30 de julho de 2020, em Santa Catarina apenas 104 pontos de cargas foram aderidos no período, contra 233 no Paraná e 204 no Rio Grande do Sul.

Mesmo assim, a média mensal de adesões neste ano é a maior desde 2016, com destaque para o setor de serviços, o qual contribuiu com uma fatia de 41% das unidades, seguido por manufaturados e alimentos, com 12% e 11%, respectivamente, informa João Aramis, diretor comercial

da Comerc, que atende a 30% do segmento no Estado.

“O mercado livre de energia deve continuar crescendo em SC”, diz Aramis. “Existem mudanças regulatórias propostas para diminuir os requisitos de migração nos próximos anos e isso viabilizará para consumidores menores a oportunidade de migrar ao segmento.”

A tendência, segundo ele, é de que mais empresas façam a adesão e busquem também por outras formas de reduzir custos com energia, como eficiência energética e medição setorizada.

empresas em Santa Catarina em 2021



Projetos eólicos avançam no mercado livre de energia

Ana Paula Loss, da Ludfor (RS), que representa mais de 100 unidades em SC, é otimista em relação às perspectivas do mercado em 2021. “Mudanças relacionadas ao GSF, formação de preço e expansão do mercado com novos modelos de negócios, redução de requisitos e novos formatos de medição irão corroborar de maneira muito positiva para a entrada de novos consumidores e para melhorar ainda mais a segurança das operações entre os agentes”, afirma.

Cristiano Tessaro, da Camerge, que mantém uma carteira de

200 clientes em SC, entende que, em 2021, deverá ocorrer a migração para o mercado livre de energia daquelas empresas que esperavam uma oportunidade de economia maior, uma vez que, durante o ápice da pandemia, os preços da energia em 2020 atingiram valores muito baixos.

“Neste momento, muitas empresas fizeram o movimento de compra de energia para viabilizar a migração com excelentes resultados. Como é necessário o cumprimento do contrato de energia com a distribuidora, fazendo a denúncia do mesmo com no mínimo 180 dias de antecedência em relação ao término, em 2021 haverá um grande reflexo das empresas que optaram por migrar em 2020.”

Sobre os efeitos da pandemia no segmento, Tessaro afirma que foi um teste que confirmou a sua robustez. “Não tivemos uma grande inadimplência ou empresas do setor ‘quebrando’, mostrando que as medidas tomadas foram assertivas. Claro que pagaremos a conta da Covid durante muitos anos, mas o importante é que os pilares do setor elétrico foram mantidos e reforçados, trazendo credibilidade e confiança para os investidores e usuários desse segmento.”

“Verificamos uma nova onda migratória de empresas dos mais diversos setores e isso se deve, principalmente, por um momento no qual há uma busca significativa pela redução de custos. Na contramão dos efeitos da pandemia, o mercado livre de energia brasileiro manteve seu processo de expansão e moder-

nização em 2020”, afirma Loss.

“Cada empresa teve impactos diferentes. Por isso, o acompanhamento próximo foi essencial. Para exemplificar como nosso Estado foi impactado, houve uma queda de 20% no consumo entre os meses de março/20 e abril/20, considerando as empresas que estão no mercado livre em SC. Desde agosto/20, já voltamos aos mesmos patamares de consumo que o Estado apresentou no início de 2020”, agrega Aramis.

O que muda em janeiro de 2021

De acordo com as regras em vigor, podem atuar no mercado livre apenas aqueles com carga a partir de 0,5 MW. Estes, denominados “consumidores especiais”, podem negociar somente energia de fontes renováveis, de forma a ampliar o consumo da chamada “energia incentivada”.

Os clientes cuja carga é superior a 2,5 MW possuem maior flexibilidade de negociação dentro do mercado livre de energia, descaracterizando a faixa “especial” e com previsão de alteração na categoria, a partir de janeiro de 2021, para a cota mínima de 2 MW.

A adoção de novos patamares está prevista no cronograma, com metas de carga mínima de 1,5 MW a partir de janeiro de 2021.

APESC batalha para que a isenção de ICMS na tarifa de energia se estenda para usinas de até 5 MW

Santa Catarina é o sétimo Estado no ranking nacional do setor, com 14.908 kW de potência instalada



Geração solar fotovoltaica domina segmento de GD

Até ao final da década de 1930, quando a energia industrial no Brasil era praticamente toda gerada localmente, a geração elétrica perto do consumidor chegou a ser a regra. Contudo, com a redução nos custos em centrais de grande porte, seu interesse diminuiu, assim como o do desenvolvimento tecnológico.

Com a reforma do setor elétrico brasileiro, a partir da década de 1990 foi estimulada a competição no serviço de energia, renovando o interesse por potenciais elétricos com custos competitivos.

Mais recentemente, em 2004 ocorreu um grande avanço quando a GD é mencionada na Lei 10.848/04 como uma

das possíveis fontes de geração de energia. O modelo conhecido como *net metering* foi oficialmente reconhecido por meio da Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) 482/2012 e passou por mudanças com as Resoluções Normativas 687, de 2015, e 786, de 2017.

Atualmente, o setor conta com 400 mil unidades consumidoras que utilizam energias renováveis: solar fotovoltaica, hidráulica, biomassa, biogás, eólica e outras, alimentadas por mais de 305 mil conexões de sistemas de geração distribuída de energia. Em Santa Catarina, sétimo Estado no ranking nacional da GD, segundo dados da Aneel, operam 17.079 unidades com

geração que totalizam 214.908 kW de potência instalada.

De acordo com Paula Franzoni, diretora de GD da APESC, a expansão do modelo de GD apresenta inegáveis benefícios. Ela diz: “É muito claro que o crescimento desta modalidade adia o investimento em sistemas de distribuição e transmissão. Diversifica a matriz energética, aumenta a taxa de atratividade do investidor no setor de energia, reduz impactos ambientais e de perdas elétricas, do carregamento da rede e traz redução de custos”.

Entre suas metas, Franzoni destaca a busca de benefícios fiscais e uma maior divulgação desse mercado. “Hoje, no Estado, existe isenção de ICMS na tarifa de energia apenas para

usinas de até 1 MW de potência instalada. O objetivo da entidade é trabalhar para que esse benefício se estenda a usinas de até 5 MW e para as que se caracterizam como geração compartilhada, como consórcios, cooperativa e condomínio.”

De acordo com o engenheiro Flávio Wacholski, diretor da área de Geração Fotovoltaica da APESC e da Tera Energia, SC conta com 285 municípios com projetos de energia proveniente do sol, onde há 16.190 sistemas conectados em GD. Ele

ressalta que o decreto 233/2019 isentou o imposto sobre mini e microgeração até 1 MW por 48

“O crescimento desta modalidade adia o investimento em sistemas de distribuição e transmissão, além de reduzir impactos ambientais”

meses. No entanto, uma política mais arrojada de longo prazo precisa ser definida, pois,

além da evolução energética, há ainda a geração de postos de serviço, acrescenta.

Daniel Faller, diretor de engenharia da APESC, lembra que as Centrais Geradoras Hidrelétricas com potência instalada igual ou inferior a 5 MW podem ser enquadradas como microgeração distribuída. “Pode ser um caminho interessante para o incremento das CGHs no mercado do GD, na medida em que esses empreendimentos são favorecidos com os benefícios fiscais do programa Pró-emprego.”

Celesc lança projeto-piloto de 28 kW no segmento de microgeração

Ainda em fase de estudos acerca do mercado de GD, a Celesc irá investir na instalação de um projeto-piloto de uma usina solar de 28 kW, no segmento de microgeração, ao lado da casa de força da PCH Celso Ramos, a qual se encontra em fase de ampliação no município de Faxinal dos Guedes. “A partir desta experiência, pretendemos compreender melhor esta nova tecnologia e

que se consiga tornar a Celesc autossustentável em energia elétrica”, afirmou à Revista da APESC Pablo Carena, diretor de geração da Celesc S.A.

Um outro projeto-piloto de usina solar, ainda em avaliação de viabilidade técnica, de 1 MW, poderá ser instalado em Lages. “Também estamos estudando a entrada nesse mercado de energia solar, por meio da GD”, completou Carena.

Segundo dados da EPE, a inserção em massa de GD pode trazer benefícios que vão além do setor elétrico, como a geração de empregos e desenvolvimento econômico, em momento que o país passa por dificuldades tanto na área econômica quanto no nível de emprego. Estima-se que, a cada MW instalado por ano, sejam criados aproximadamente 30 empregos diretos e 90 indiretos.

Pandemia atrasa discussão sobre novas regras

A crise econômica causada pela pandemia da Covid-19 atrasou a discussão sobre a permanência das regras atuais para a geração distribuída (GD). André Pepitone, diretor-geral da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), espera concluir ainda neste ano a revisão da Resolução Normativa nº 482.

Atualmente, o sistema de

compensação de GD consiste na troca de energia entre o consumidor geral (ou “prosumidor”, palavra derivada do termo em inglês *prosumer – producer and consumer*) e a concessionária. Quando há excedente entre o valor produzido e o consumido, gera-se um crédito em energia (em kWh), havendo um sistema de paridade, em que cada 1 kWh acu-

mulado gera um crédito de 1 kWh, que pode ser utilizado para abater em faturas futuras.

“Com certeza, é a maior preocupação do setor”, diz Franzoni. “Hoje, os consumidores não pagam TUSD nem tarifa de energia. Apenas os impostos dessas tarifas, dependendo do porte da usina e se é autoconsumo ou geração compartilhada.”

Separação de lastro e energia é uma das novidades da reforma



Players acreditam que a reforma deve trazer novas perspectivas para a economia nacional em 2021

Novo ambiente de negócios será essencial para amparar o crescimento sustentável nos próximos anos

Uma montanha de dinheiro, ou seja, R\$ 468 bilhões previstos pelo Plano Decenal de Energia, do Ministério de Minas e Energia – ainda em reformulação devido à pandemia da Covid-19 –, é o volume de recursos necessários para ajustar a estrutura do sistema elétrico ao crescimento de demanda.

Cobiçado por bancos, investidores e players nacionais e internacionais, todo esse potencial de negócios permanece trancado à espera da proposta de modernização do sistema ainda em debate no Congresso Nacional. Tudo começou em julho de 2017 com a Consulta Pública nº 33 (CP 33), lançada pelo ex-ministro de Minas e Energia Fernando Coelho, que recebeu contribuições de diversas associações, como a Abraceel, Abrade, Abrace, e também de grandes empresas e consultorias do setor elétrico.

A resolução do problema do GSF; descotização; expansão do mercado livre, financiamentos para expansão da matriz e alocação dos custos de energia; separação de lastro e energia; racionalização dos custos operacionais e melhora na formação de preço faziam parte de seus principais pontos.

Em 2018, o ministro Bento Albuquerque criou o GT da modernização do setor elétrico, com propostas para atender às evoluções tecnológicas, às transformações provocadas na matriz elétrica pelo impacto das energias renováveis e à necessidade de uma distribuição mais adequada dos custos que garantem a segurança do sistema e a abertura do mercado.

Perspectivas pós-Covid-19

O projeto de lei que trata da modernização do setor elétrico – o PL 232/19 – deverá trazer novas perspectivas pós-Covid-19, que também devem

ser beneficiadas pelas privatizações da Eletrobrás e de concessionárias estaduais, na opinião de João Melo, CEO da Thymus Energia.

Entre outros fatores positivos que devem servir de atração de novos investimentos, Melo cita o preço horário, as novas práticas de leilões, a separação de lastro e energia, a reavaliação do MRE e a abertura do mercado livre de energia.

“A matriz energética e o mercado enfrentaram muitas transformações nas últimas décadas, demandando, agora, um novo ambiente de negócios no setor elétrico, essencial para amparar o crescimento sustentável da economia brasileira nos próximos anos.”

Mercado livre

Dentre as medidas propostas, a abertura e expansão do mercado livre podem afetar diretamente os consumidores cativos de energia elétrica, os quais passarão a negociar livremente preços e condições de compra. Hoje, esses consumidores não podem escolher seus fornecedores de energia, estando atrelados a distribuidoras, que possuem tarifas reguladas.

Com a abertura integral do mercado livre, não haverá mais a diferenciação entre consumidor cativo e consumidor livre, uma vez que todos os consumidores poderão negociar energia no mercado livre.

Todos esses pontos passaram a fazer parte do PLS 232/19, o qual teve como relator o senador Marcos Rogério, que aguarda a votação no plenário do Senado Federal para ir à Câmara dos Deputados. Já o PL 1917/15, que trata da portabilidade da conta de energia, teve o seu relatório apresentado pelo deputado federal Édio Lopes no final do ano passado, mas o texto não foi submetido à votação terminativa na Comissão Especial até o momento.

A proposta de modernização do marco legal chega em um momento no qual o setor vem passando pela disrupção das tecnologias, as quais avançam mais rápido que a regulação. O desafio encontrado foi o de como mudar as coisas diante de um sistema estruturado e com regime centralizado que se mantém dessa forma há décadas, disse o senador Marcos Rogério, em debate na Comissão de Infraestrutura do Senado.

Os subsídios

A questão dos incentivos e subsídios alocados de maneira correta foi apontada pelo presidente

da Abrapch, Paulo Arbex, como itens de fundamental importância para o setor de centrais hidrelétricas. Ele justifica sua posição ao comparar o subsídio das centrais hidrelétricas às rubricas que constam do orçamento realizado de 2019 da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE,) somadas ao Repetro – regime que dá tratamento tributário específico aos investimentos feitos no segmento de óleo e gás.

Ele pondera que não faz sentido cortar o desconto do fio para as PCHs, de R\$ 8,4 bilhões/ano, ao mesmo tempo em que se mantém o subsídio de R\$ 18 bilhões/ano do petróleo; os R\$ 7,6 bilhões da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) dos sistemas isolados e os R\$ 645 milhões de subvenção ao carvão mineral.

Por tudo isso, a discussão dos subsídios, de acordo com o líder da Abrapch, precisa ser ampliada e não pode se restringir ao fim do desconto do fio. No caso das PCHs, ele diz que não é subsídio e, sim, reconhecimento de que as usinas não utilizam redes de transmissão. Na maioria das vezes, constroem linhas de conexão para usinas que são doadas às distribuidoras. “Não faz sentido, portanto, as PCHs pagarem tarifa integral para usar linhas que, em parte, foram construídas e doadas. Seria como pagar aluguel para usar o seu imóvel.”

As principais frentes da modernização do setor elétrico são:

- I – Formação de Preços
- II – Critério de Suprimento
- III – Medidas de Transição
- IV – Separação Lastro e Energia
- V – Sistemática de Leilões
- VI – Desburocratização e Melhoria de Processos
- VII – Governança
- VIII – Inserção de Novas Tecnologias
- IX – Abertura de Mercado
- X – Racionalização de Encargos e Subsídios
- XI – Sustentabilidade da Distribuição
- XII – Mecanismo de Realocação de Energia
- XIII – Processo de Contratação
- XIV – Sustentabilidade da Transmissão
- XV – Integração Gás-Energia Elétrica.

O desafio tecnológico para o aproveitamento de baixíssimas quedas

Daniel Faller*

O setor elétrico brasileiro está em constante mutação e, apesar de muitos pensarem que a tecnologia para geração hidrelétrica está estacionada, esse segmento não parou no tempo.

Ao longo dos anos, a hidroeletricidade passou por diferentes fases no Brasil. No final do século 19 e início do século 20, foram construídas várias pequenas usinas com objetivo de atender a sistemas isolados. Na segunda metade do século 20, foi a vez das grandes usinas. Já no começo dos anos 2000, vimos surgir novamente as Pequenas Centrais Hidrelétricas. Porém, em todas essas fases, esteve presente a visão comum de que viabilizar usinas de quedas mais elevadas é sempre mais fácil que viabilizar usinas de baixas quedas.

A potência de uma hidrelétrica é diretamente proporcional à sua queda e sua vazão, portanto, usinas de baixa queda implicam obrigatoriamente em turbinar altas vazões. Consequentemente, esses aproveitamentos possuem um custo mais elevado para aquisição de equipamentos eletromecânicos, devido ao maior porte, e também altos custos de obras civis associados ao circuito de adução e casa de força.

Acontece que, à medida que foram sendo implantados os aproveitamentos mais atrativos, com quedas maiores, passaram a restar cada vez mais usinas de baixa queda, cuja viabilidade econômica normalmente é menor.

Ao longo dos últimos cinco anos, vimos surgir um conceito novo no segmento de pequenas hidrelétricas (PCHs e CGHs), sendo cada vez mais comum o aproveitamento de quedas abaixo de 10 metros, tendo alguns projetos quedas abaixo dos cinco metros.

Uma CGH de 5 MW que tenha queda bruta de cinco metros terá uma vazão turbinada da ordem de 120 m³/s, uma vazão que até então só era vista em grandes usinas.

Tal condição gerou a necessidade de desenvolvimento de tecnologias específicas para o aproveitamento racional e economicamente viável desses potenciais, pois já não bastassem os desafios re-



lativos ao projeto e à construção de equipamentos compatíveis com essa finalidade, existe ainda a necessidade de projetos civis adequados e estudos específicos para o correto dimensionamento energético dessas usinas.

Usinas com queda muito baixa têm sua produção energética prejudicada em momentos de baixa afluência, como todas as demais usinas. Ainda, podem vir a sofrer com a redução de sua capacidade em momentos de vazão elevada, dado que, normalmente, o nível de jusante sobe mais que o nível de montante quando a vazão do rio aumenta, reduzindo assim a queda líquida disponível para geração, demandando cuidados especiais em termos de dimensionamento energético e especificação de equipamentos.

Nesse aspecto, o estado de Santa Catarina mais uma vez está à frente, contando com diversas empresas (fabricantes de equipamentos, projetistas, construtores, etc) que vêm desenvolvendo e implementando novas tecnologias para aproveitamento desses potenciais de queda muito baixa.

O mercado catarinense investiu esforços para atender a este nicho de oportunidades com uma ampla gama de produtos e serviços para atender a usinas dos mais diferentes portes com custos competitivos e eficiência energética.

**Diretor executivo da HydroFall Consultoria e Diretor de Engenharia e Obras da APESC.*

Incentivos, subsídios, privilégios e favorecimentos no setor elétrico

Paulo Arbex*

Neste momento em que tramitam no Congresso Nacional a MP 998, o PLS232, o PL1917, o Código Brasileiro de Energia e outras iniciativas de reforma do modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é essencial corrigir a alocação injusta e ineficiente de incentivos, subsídios, privilégios e favorecimentos do SEB, antes da abertura, para que a competição se dê em condições de igualdade.

As PCHs e CGHs precisam ter direito, pelo menos, aos mesmos benefícios desfrutados há quase duas décadas por térmicas fósseis, eólicas, solares e biomassa. Caso a decisão seja por eliminar os benefícios, é preciso apurar quanto cada fonte recebeu nos últimos 10-20 anos para retirar primeiro de quem recebeu mais no passado, de forma que, ao final do processo, o volume de benefícios por montante de energia fornecida seja mais equilibrado entre as fontes.

Estudo do Instituto de Estudos Socioeconômicos, divulgado pelo G1 no dia 12 de novembro de 2020, apurou que, em 2019, os subsídios para os combustíveis fósseis chegaram a quase R\$ 100 bilhões.

O tão criticado desconto do fio é de apenas R\$ 8,5 bilhões/ano, sendo que a participação das PCHs e CGHs neste total não deve chegar a 20%. Enquanto as PCHs e CGHs têm direito ao desconto limitado à capacidade instalada de até 30MW, as eólicas, solares e biomassa têm o desconto até 300MW – 10x mais!



O entendimento do setor é que, no caso das CGHs e PCHs, o desconto do fio reflete o fato de que elas, por se localizarem próximas à carga, geralmente construirão suas próprias linhas e raramente utilizarão as linhas de transmissão, deveriam pagar menos por utilizarem menos. Os verdadeiros subsídios estão na alocação dos custos dos sistemas de transmissão e distribuição, de forma desproporcional ao uso que cada agente faz deles.

Defendemos que o desconto do fio só seja retirado após a colocação em vigor do sinal locacional, para que cada agente passe a pagar os custos do fio, de forma proporcional ao uso que faz do fio.

Na tributação da cadeia produtiva, o desbalançamento é ainda maior. O setor de petróleo tem o Repetro, programa de renúncia fiscal de quase R\$ 400 bilhões. A cadeia produtiva das eólicas e solares, com conteúdo importado de 20% a 50%, tem isenções de IPI, ICMS, PIS, COFINS e Imposto de Importação, para vários insumos e produtos finais, enquanto os

micro, pequenos e médios fabricantes da cadeia produtiva das CGHs e PCHs têm apenas isenção do PIS e COFINS e somente no âmbito do REIDI. Isso faz com que seus produtos custem 32% mais do que se tivessem os mesmos benefícios.

Outro desbalançamento está na cobrança pelo “uso da água”. Na verdade, as hidrelétricas não consomem uma única gota d’água para gerar energia, apenas usam a força da gravidade da passagem da água por suas turbinas para gerar energia e a devolvem ao leito do rio mais limpas e oxigenadas do que a receberam.

Outro ponto de desbalançamento é a utilização do conjunto de reservatórios das hidrelétricas, os quais foram projetados e dimensionados para que hidrelétricas de diferentes bacias hidrográficas pudessem cobrir períodos secos umas das outras, e não para cobrir: intermitência horária de outras fontes, restrições de transmissão, falta de combustível, etc.

Se vamos passar para um modelo de mercado competitivo, é fundamental que a competição se dê em condições de igualdade, que se eliminem os mecanismos que transferem riscos, problemas e, com eles, renda de um agente privado para outro, e que a liberdade seja para todos, inclusive as hidrelétricas com reservatórios de pequeno e grande porte.

** Presidente da ABRAPCH, CEO da Eninsa Consultoria e Desenvolvimento de Projetos e Conselheiro Fiscal da APESC*



Eletrisa O&M

USINAS HIDRELÉTRICAS



CENTRO DE OPERAÇÕES 24H

O centro de operação da geração, COG Eletrisa, usa tecnologia de telecomunicações e automação para operar, detectar e reagir a qualquer evento local, melhorando o funcionamento do sistema e sua performance, reduzindo os custos operacionais e mantendo alta confiabilidade na operação.

SERVIÇOS TÉCNICOS ESPECIALIZADOS

Em consonância com o COG ELETRISA, o PCM, Planejamento e Controle da Manutenção, planeja e executa com equipe técnica especializada, um conjunto de atividades de manutenções que visam garantir a máxima performance e disponibilidade das usinas.



ALTA PERFORMANCE EM GESTÃO DE USINAS

eletrisa.com.br | 47 3037.7300

