

A Mathematical Modeling for Contract Flexibility Optimization by Brazilian Free Consumers

F. Y. K. Takigawa, M. R. Scuzziato, D. Tenfen and R. C. Fernandes

Abstract— In Brazil, free consumers must follow the criteria established by Law 9.074/95 and participate in the Free Contracting Environment (ACL), regulated by Decree 5.163/04, together with energy generators, traders, importers and exporters. These free consumers can choose and negotiate their energy purchase contracts (energy volumes, contract terms, prices, flexibilization and financial guarantees) with the other agents connected to the interconnected Brazilian grid. However, free consumers must have 100% of its energy contracted to avoid exposure to the short-term market and possible penalties, among others points. It is noteworthy that free consumers in Brazil are usually large industries and use electricity energy only to manufacture their products. In this sense, they are totally averse to contractual risks and penalties and seek the ACL only to obtain financial reductions with the same contractual security as the regulated market. In this sense, the main objective of this work is to model the mathematical optimization problem for contract flexibility optimization by free consumer in the ACL, minimizing the energy cost to meet its demand.

Index Terms— Brazilian energy environments, Energy purchase contracts, Free consumers, Free Contraction Environment, Mixed Integer Linear Problem.

I. INTRODUCTION

DESDE 1994, com o Projeto de Restruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), diversas leis e decretos regulamentaram a comercialização de energia elétrica no Brasil [1]. Pelo lado do consumidor, a partir da Lei nº 9.074/95 [2], existiu a possibilidade dos mesmos, atendendo aos critérios, escolher pelo seu fornecimento de energia elétrica. Ainda, conforme a lei supracitada e a Resolução nº 264/98 [3], que estabelece as condições ilustradas na Tabela I, os consumidores podem tornar-se livres a partir de uma demanda de 500 kW. Esses consumidores que atendem os requisitos de se tornarem livres, são chamados de potencialmente livres. Recentemente, com a portaria 465/2019 [4], novos limites serão gradualmente instituídos para o consumidor livre (a partir de 1º de janeiro de 2021 – 1.500 kW, 1º de janeiro de 2022 – 1.000 kW, 1º de janeiro de 2023 – 500 kW).

Este trabalho teve apoio e fomento do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC).

TABELA I
CONDIÇÕES PARA OS CONSUMIDORES LIVRES

Demanda mínima	Tensão mínima de fornecimento	Data de ligação do consumidor
3 MW	-	Após 08.07.95
3 MW	69 kV	Antes 08.07.95
(*) 500 kW - especial	-	-

(*) Desde que a energia seja adquirida de fonte alternativa de energia ou uma PCH com potência de 1 a 30MW.

Em 2004, o Decreto nº 5.163/04 [5] instituiu dois ambientes de contratação para a comercialização de energia no Brasil, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No primeiro, participam os agentes de geração e de distribuição de energia elétrica e no segundo, participam os agentes de geração, comercialização, importadores e consumidores livres.

No ACR, as concessionárias compram energia de forma regulada pelo governo federal por meio de leilões de energia para atender a demanda dos seus consumidores, denominados cativos. Neste ambiente, a tarifa de energia elétrica é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No ACL, os consumidores livres, podem negociar a compra de seu suprimento diretamente com o fornecedor (geradores, produtores independentes, autoprodutores e comercializadores).

A migração para o ACL é opcional e passa pela adesão ao quadro de associados da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) [6]. No entanto, caso o consumidor decida retornar ao ACR, o mesmo deverá informar a concessionária com antecedência mínima de cinco anos. A Fig. 1 ilustra a possibilidade do consumidor potencialmente livre comercializar energia nos dois ambientes de contratação.

No ACR pode-se observar que recentemente alguns estudos focam no consumidor cativo e no ambiente regulado, seja por novas oportunidades providas de regulamentação [7], por críticas sobre o valor da tarifa regulada [8] ou por possibilidades de gerenciamento energético [9]. Adicionalmente, estudos acerca das questões regulatórias e do cálculo do preço de indiferença entre os dois ambientes (ACR e ACL) podem ser observados em [10-11].

F. Y. K. Takigawa, M. R. Scuzziato, D. Tenfen and R. C. Fernandes são professores do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), Brazil (takigawa@ifsc.edu.br, murilo.scuzziato@ifsc.edu.br, daniel.tenfen@ifsc.edu.br, piara@ifsc.edu.br)



Fig. 1. Opções de comercialização de energia para o consumidor potencialmente livre.

No entanto, como pode-se observar na Fig. 2, a evolução da quantidade de consumidores livres e livres especiais na CCEE, nos últimos anos, aumentou consideravelmente. Destaque principalmente para a migração dos consumidores livres especiais.



Fig. 2. Evolução da quantidade de consumidores livres na CCEE [6].

Por outro lado, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), é definido por submercado e pode possuir variações bem significativas. A Fig. 3 ilustra a variação do PLD médio do submercado Sul entre os anos de 2003 e 2017. Nos últimos anos, pode-se observar alterações mais abruptas nos valores do PLD, isso se deve, principalmente, à hidrologia desfavorável, à inserção de métricas de risco no cálculo do PLD e às alterações dos valores limites máximos e mínimos do PLD [6].

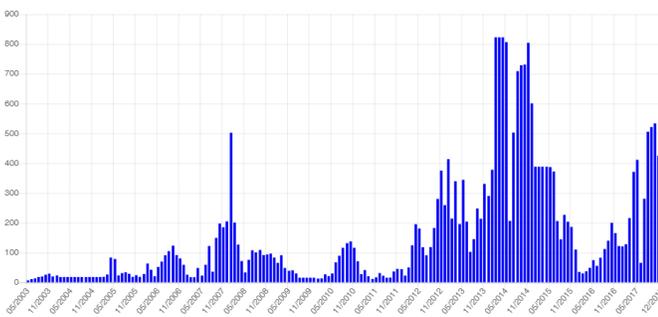


Fig. 3. Variação do PLD médio do submercado Sul (2003-2017).

É importante ressaltar que o aumento do número de consumidores livres no ACL e essa tendência de valores relativamente altos de PLD, obrigam que os consumidores livres, cada vez mais, busquem um maior conhecimento sobre

os aspectos regulatórios do mercado e que consigam efetuar contratos de energia que não os deixem expostos ao Mercado de Curto Prazo (MCP). Diversos estudos relacionados na incerteza de mercados liberalizados e no uso de metodologias para analisar a volatilidade e as incertezas do mercado podem ser vistos em [12-13], assim como, na representação da estocasticidade dos preços de curto prazo e na aversão ao risco [14-15].

Por outro lado, ressalta-se que os consumidores livres no Brasil são, em sua grande maioria, indústrias e comerciantes, que utilizam a energia elétrica apenas como meio para produzir seus produtos ou simplesmente para uso. Neste sentido, eles são totalmente avessos aos riscos e às penalidades contratuais e buscam o ACL apenas para obter reduções financeiras com a mesma segurança contratual do ACR.

No entanto, como pode ser observado na pesquisa efetuada em [16], existe uma carência de um modelo específico para apoiar a decisão desses consumidores no ACL. Neste sentido, o objetivo principal deste trabalho é, analisando os aspectos regulatórios que envolvem o ACL, modelar matematicamente a escolha do consumidor livre na composição de um portfólio de contratos de compra de energia para o atendimento de sua demanda. Considerando diversas restrições como sazonalidade e flexibilidade nos contratos bilaterais de energia.

O artigo está organizado da seguinte maneira: na Seção 2 serão abordados os principais aspectos regulatórios para o consumidor livre no ACL. Na Seção 3 será ilustrada a formulação matemática proposta para o problema da contratação de energia do consumidor livre, enquanto na Seção 4, será utilizada a formulação proposta em um estudo de caso. Por fim, na Seção 5 algumas considerações finais serão abordadas.

II. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

A. Obrigação

No ACL os agentes têm a obrigação de cumprir as disposições da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela ANEEL em 2004, as Regras e Procedimentos de Comercialização, conforme a CCEE [6]. Para a migração do ACR para o ACL dever-se-á estar atento aos seguintes itens [17]:

- i. adequação da medição aos padrões exigidos pela CCEE;
- ii. gestão do contrato com a CCEE como modulação e sazonalização dos montantes contratados de acordo com os procedimentos vigentes;
- iii. contribuição mensal à CCEE;
- iv. aporte de garantias financeiras para a liquidação no curto prazo;
- v. gestão do lastro contratual de forma a evitar penalidades (consumo deve estar 100% contratado e o gerador deve pela sua garantia física honrar seus contratos);
- vi. acompanhamento das exposições ao mercado de curto prazo.

Outras obrigações estão relacionadas ao rateio das perdas da

Rede Básica e ao Encargo de Serviço do Sistema (ESS). Conforme as Regras de Comercialização [6] as perdas entre a geração e o consumo total do SIN são absorvidas na proporção de 50% para os consumidores e 50% para os geradores. É o ESS deve ser pago mensalmente no momento da liquidação na CCEE (vale ressaltar que no ACR, esse encargo está incluído na tarifa de energia).

B. Compra de Energia no ACL

O consumidor livre poderá efetuar contratos de energia elétrica com agentes comercializadores, produtores independentes e autoprodutores no ACL. O Decreto nº 5.163/2004 [5] regulamenta que no caso da comercialização de energia elétrica pelos agentes vendedores sobre o controle federal, estadual e municipal somente poderá ser realizada por:

- leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos;
- oferta pública para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes ou a novos consumidores;
- leilões, chamadas ou ofertas públicas junto a agentes vendedores e exportadores.

Caso o vendedor não esteja sobre o controle federal, estadual e municipal o contrato poderá ser livremente negociado.

Os contratos realizados pelo consumidor devem atender a 100% de seu consumo efetivo somado as perdas decorrentes da transmissão, que são as perdas desde o gerador até o ponto de consumo.

A diferença entre o que foi consumido e contratado será liquidado no MCP, valorado ao PLD. O PLD é divulgado semanalmente pela CCEE com base no custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo estabelecido pela ANEEL, por patamar de carga (pesado, médio e leve) e por submercados.

Os principais itens negociados em contrato são: duração do fornecimento, volumes de energia, preço, mecanismos de reajustes do preço, flexibilidade, sazonalidade e garantias financeiras.

C. Sazonalização e Flexibilização

A sazonalização consiste na definição dos volumes de energia contratados anuais em volumes mensais, de acordo com um perfil de entrega previamente validado pelas partes [6]. Caso uma sazonalização não seja acordada é utilizado uma sazonalização flat, com os valores de energia anual divididos proporcionalmente ao número de horas dos meses. A Fig. 4 ilustra a sazonalização flat e a sazonalização do montante anual contratado por um consumidor que o permite adequar seu perfil de carga a esse montante contratado. Destaca-se que o montante total contratado tem que ser igual ao somatório da energia sazonalizada.

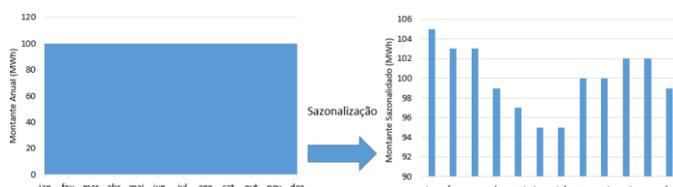


Fig. 4. Sazonalização flat e sazonalização do montante anual contratado.

A flexibilização contratual permite ao consumidor ter flexibilidade na variação de carga em relação ao montante contratado em um determinado mês. A Fig. 5 ilustra o caso de um consumidor que contratou 10 MWh em todos os meses de um determinado ano. Verifica-se que a demanda do consumidor foi igual a contratada em apenas três meses (janeiro, julho e dezembro). Caso o consumidor não tenha flexibilidade contratual, ele estaria exposto ao mercado de curto prazo em todos os outros meses. Nesse exemplo o consumidor possui flexibilidade de $\pm 10\%$, criando uma faixa de valores (de 9 MWh a 11 MWh) que permite essa variação de carga ter a exposição.

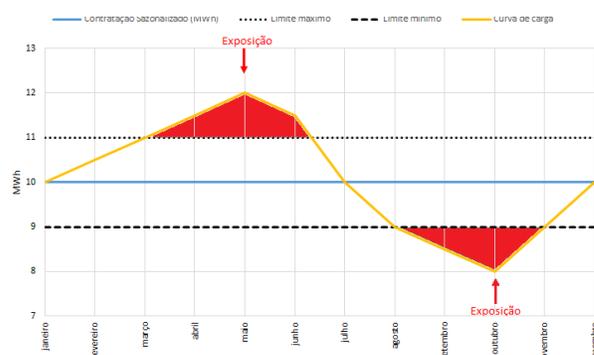


Fig. 5. Flexibilidade contratual.

Caso o consumo esteja entre os limites mínimo e máximo o agente consumidor pagará pelo montante consumido. Caso ele consuma menos do que o limite mínimo, meses de setembro a novembro no exemplo ilustrado, ele pagará pelo limite mínimo e a diferença, entre o consumo e o limite mínimo, será liquidado no MCP e caso o consumo seja maior do que o limite máximo o consumidor pagará pelo limite máximo e a diferença terá que ser contratada no MCP.

A CCEE verifica mensalmente os dados de consumo e dos contratos de compra e venda dos últimos 12 meses, caso o consumidor não comprove o lastro de energia para cobertura do consumo o agente será penalizado. A penalidade será o produto entre a falta de lastro e o maior valor entre o PLD e o Valor de Referência (VR) publicado pela ANEEL [18].

D. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão (TUSD e TUST)

Os consumidores que migrarem para o ambiente livre continuam a pagar pelo uso do sistema de distribuição ou transmissão. No entanto, a ANEEL, em [19], estipula um percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicada na TUSD (o desconto está na componente transporte, a qual se aplica sobre a demanda faturável do consumidor), para a energia comercializada de empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW e para aqueles com base em

fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30MW. Ressalta-se que esse desconto afeta diretamente o preço do contrato no ACL (parte relacionada ao uso do sistema) [9].

E. Comercializador Varejista

Em 2013 foi publicado pela ANEEL a Resolução Normativa nº 570/2013 [20] que estabelece os requisitos e procedimentos atinentes à comercialização varejista de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme a resolução o comercializador varejista poderá se responsabilizar por outros agentes frente à CCEE, representando estes nas contabilizações e liquidações financeiras, além de ter modelado sob seu perfil os ativos de consumo de seus clientes. Com isso, consumidores interessados em participar do ACL poderão fazê-lo por meio da contratação do varejista e não terão mais necessidade de se tornarem associados da CCEE.

A ideia do comercializador varejista é facilitar a representação desses agentes no ACL e contribuir para aumentar a demanda por contratos de longo prazo e por fontes incentivadas no ACL, uma vez que esses comercializadores poderão fechar contratos de longo prazo para mitigar riscos de preço e atender à demanda dos clientes por energia [21].

III. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A modelagem do problema considera a possibilidade do consumidor livre sazonalizar e flexibilizar seus contratos de energia, dentre um possível portfólio de contratos, acoplando matematicamente os mesmos no tempo. Neste problema são consideradas as seguintes restrições:

- i. Limites de sazonalização dos contratos bilaterais;
- ii. Restrição de sazonalização dos contratos bilaterais;
- iii. Limites de flexibilidade dos contratos bilaterais;
- iv. Restrições de atendimento à demanda.

Vale destacar que a contratação da energia elétrica pelo consumidor livre pode ser separada em duas partes, a primeira que está relacionada a contratação de energia com um fornecedor (acordo bilateral) e a segunda que seria relacionada aos impostos, tarifa de uso, mensalidade na CCEE e ESS [9]. Neste sentido, na sequência é descrita a formulação proposta neste trabalho para a contratação de energia da primeira parte.

A. Função Objetivo

O consumidor livre pode escolher dentre um possível portfólio de contratos, os que lhe retornem a melhor economia financeira, ou seja, que contemple o atendimento à sua demanda pelo menor custo. Vale ressaltar que a metodologia considerada neste trabalho não prevê uma transação financeira em caso de excedente de energia, assim, evita que a solução do problema busque essa possibilidade. A Equação (1) ilustra a minimização do custo relacionado à compra de energia pelo agente.

$$\min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{b=1}^B \$ccb_{bt} \times ccb_{bt} + \$ccp_t \times ccp_t \right) \quad (1)$$

Em que:

t	índice para os meses, em que $t=1, T$ (número total de meses do horizonte de estudo);
b	índice para as contratos, em que $b=1, B$ (número total de contratos bilaterais);
$\$ccb_{bt}$	preço da compra de energia via contrato bilateral do contrato b no estágio t [R\$/MWh];
ccb_{bt}	montante contratado de energia via contrato bilateral do contrato b e no estágio t [MWh];
$\$ccp_t$	preço da compra de energia via mercado de curto prazo no estágio t [R\$/MWh];
ccp_t	montante contratado de energia via MCP no estágio t [MWh].

B. Limites de Sazonalização dos Contratos Bilaterais

Os limites de sazonalização dos contratos bilaterais normalmente são expressos em contrato por meio de um percentual, $\%sazo_b$, em relação ao montante contratado CCB_b em contrato. As restrições ilustradas em (2) apresentam essa possibilidade em cada estágio t .

$$\begin{aligned} CCB'_{bt} &\geq CCB_b \times (1 - \%sazo_b) \times u_b \\ CCB'_{bt} &\leq CCB_b \times (1 + \%sazo_b) \times u_b \end{aligned} \quad (2)$$

Em que:

CCB'_{bt}	montante sazonalizado do contrato bilateral b e estágio t [MWh];
CCB_b	montante de energia do contrato bilateral b , dado de entrada, [MWh];
$\%sazo_b$	limite percentual do montante do contrato bilateral b que pode ser sazonalizado;
u_b	variável binária que determina se o contrato bilateral b será contratado (valor 1 definindo o contrato ativo e 0 para o contrato não efetuado).

C. Restrição de Sazonalização dos Contratos Bilaterais

A possibilidade de sazonalizar os montantes em cada estágio t está limitada no montante total contratado, ou seja, o somatório dos montantes sazonalizados devem ser igual ao total contratado (no ano). A Equação (3) ilustra essa limitação.

$$\sum_{t=1}^T CCB'_{bt} = n_b \times CCB_b \times u_b \quad (3)$$

Em que:

n_b	horizonte do contrato b , em meses.
-------	---------------------------------------

D. Limites de flexibilidade dos contratos bilaterais

Adicionalmente, os contratos bilaterais podem conter um limite de flexibilidade para os montantes sazonalizados,

$\%flex_b$. As restrições ilustradas em (4) representam essa possibilidade.

$$\begin{aligned} ccb_{bt} &\geq CCB'_{bt} \times (1 - \%flex_b) \\ ccb_{bt} &\leq CCB'_{bt} \times (1 + \%flex_b) \end{aligned} \quad (4)$$

Em que:

$\%flex_b$ limite percentual do montante sazonalizado do contrato bilateral b que pode ser flexibilizado.

E. Atendimento à Demanda

O consumidor deverá estar, pelo menos, 100% contratado, o mesmo poderá estar sobrecontratado mas, neste trabalho, esse excedente não será liquidado no MCP. A restrição (5), ilustra o atendimento à demanda do consumidor.

$$\sum_{b=1}^B ccb_{bt} + ccp_t \geq Demanda_t \quad (5)$$

Em que:

$Demanda_t$ demanda do consumidor no estágio t [MWh].

IV. ESTUDO DE CASO

A análise a ser abordada, considera um consumidor (instituição de ensino) ligado em 13,8kV, do grupo A4 na modalidade horo-sazonal verde, com a possibilidade de migração para consumidor livre especial. O período considerado foi de janeiro a dezembro de 2017 e o consumo de ponta (0MW) e fora de ponta (0.65MW).

A Fig. 6 ilustra o consumo no período de janeiro de 2017 a dezembro de 2017 (curvas) e o perfil de PLD utilizado (barras).

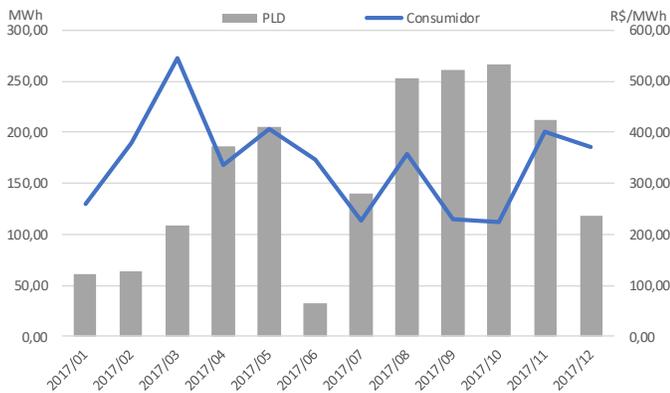


Fig. 6. Perfil de consumo e do PLD utilizado.

O comportamento do PLD foi baseado no histórico do período de análise (região Sul) e será utilizado para todos os casos estudados. Como o foco principal do trabalho é a modelagem da contratação para os consumidores livres, considera-se que os mesmos são avessos ao risco de exposição do MCP e não irão aproveitar-se de brechas de mercado.

O problema de otimização (1)-(5) é um problema linear

inteiro misto e foi implementado em MATLAB [22]. Nos cenários abordados foram utilizados 10 contratos bilaterais com distintos percentuais de sazonalização e de flexibilização, ilustrados na Tabela II.

TABELA II
CARACTERÍSTICAS DOS 10 CONTRATOS BILATERAIS UTILIZADOS

ccb	R\$/MWh	Montante[MWh]	SAZO [%]	FLEX [%]
1	300	50	10	10
2	240	50	0	0
3	265	50	5	0
4	285	50	5	5
5	222	50	0	10
6	435	50	7	10
7	535	50	0	20
8	295	50	8	8
9	500	50	20	20
10	231	50	10	0

A análise dos resultados será disposta em quatro partes. A primeira consiste na análise da contratação do consumidor baseado nos contratos da Tabela II, sem a possibilidade de compra no MCP. Os cenários I e II ilustram variações nos montantes dos contratos, no sentido de ilustrar variações nos custos e na sobrecontratação. Por outro lado, o cenário III ilustra as mesmas condições impostas aos cenários anteriores, mas com a possibilidade de compra no MCP. Por fim, no sentido de ilustrar a possibilidade de uso da ferramenta desenvolvida, no cenário 4 é ilustrado o valor esperado da solução obtida para uma simulação com diversos cenários de PLDs.

A. Cenário Base

Neste cenário, a impossibilidade da compra no MCP foi efetuada alocando valores impeditivos de PLD ($\$ccp_t$) na função objetivo de (1). Utilizando o programa computacional, obteve-se o custo de R\$ 728.811,43 ao longo do período e a contratação alocada no atendimento da demanda está ilustrada na Fig. 7. Na figura, a linha pontilhada representa a demanda do consumidor e as barras representam o somatório de energia flexibilizada dos contratos selecionados.

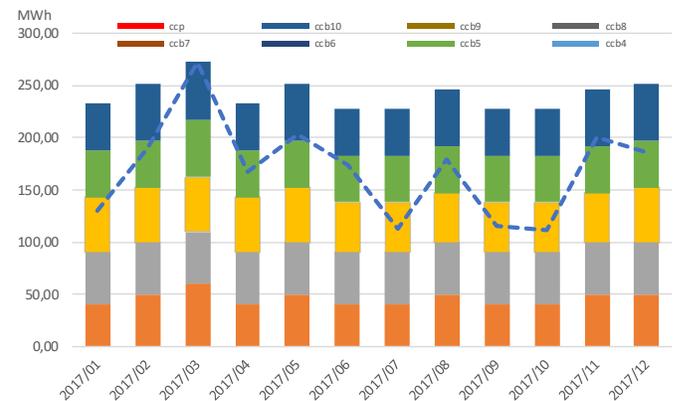


Fig. 7. Cenário base.

Pode-se observar que devido a restrição (5) e pela impossibilidade de efetuar compras no MCP, existiu um

excedente de energia nas contratações (as barras sempre estão acima da linha pontilhada).

Efetuada uma análise mais aprofundada sobre os contratos bilaterais selecionados (contratos 1, 2, 3, 5 e 10) e sua utilização, ilustra-se a Fig. 8.

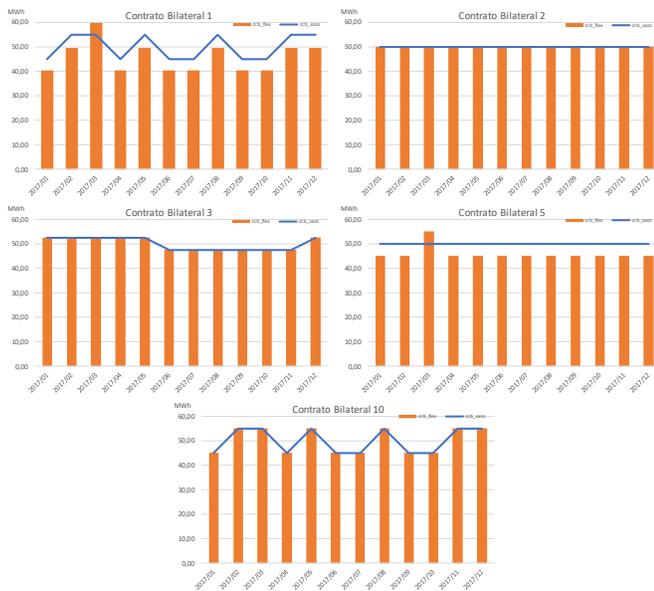


Fig. 8. Contratos bilaterais selecionados para o consumidor – sem compra no MCP.

Na Fig. 8 pode-se observar que os contratos bilaterais selecionados são utilizados com o intuito que a sazonalização (linha contínua) e a flexibilização (barras) do agente consumidor minimize a contratação e atenda sua demanda, principalmente, nos pontos de máxima demanda (mês março/2017, março/2018 e abril/2018).

Por outro lado, pode-se observar que a flexibilização nos contratos selecionados acaba sempre sendo utilizada de maneira a reduzir os montantes sazonalizados.

B. Cenário 1

O cenário proposto varia os montantes dos contratos da Tabela II em 100MW, 200MW e 300MW. A Fig. 9 ilustra os resultados e a Tabela III o compilado das proposições.

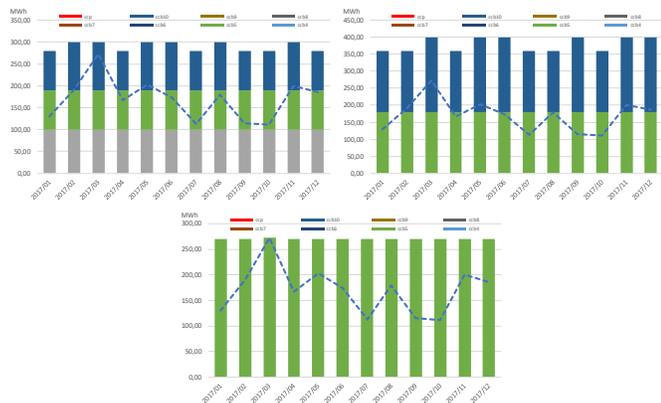


Fig. 9. Cenário 1 – variações do montante CCB_b (100, 200 e 300MW).

TABELA III
ALTERAÇÕES NOS MONTANTES DOS CONTRATOS

Montantes	fobj (R\$)	Sobrecontratação (%)	contratos b
$CCB=50MW$	728.811,43	42,13	1,2,3,5 e 10
$CCB=100MW$	804.960,00	70,54	2, 5 e 10
$CCB=200MW$	1.033.920,00	123,47	5 e 10
$CCB=300MW$	719.806,46	58,89	5

Pode-se observar que o contrato $b=5$ é o mais econômico e que a contratação do mesmo no montante de 300MW, mesmo com uma sobrecontratação de 58,89%, é mais econômico que um mix com outros contratos de montantes menores (50, 100 ou 200MW).

C. Cenário 2

O cenário proposto ilustra a possibilidade de escolha do consumidor para o contrato $b=5$ no montante de 200MW e os demais montantes mantidos aos valores de 50MW. A Fig. 10 ilustra o resultado obtido pelo programa computacional.

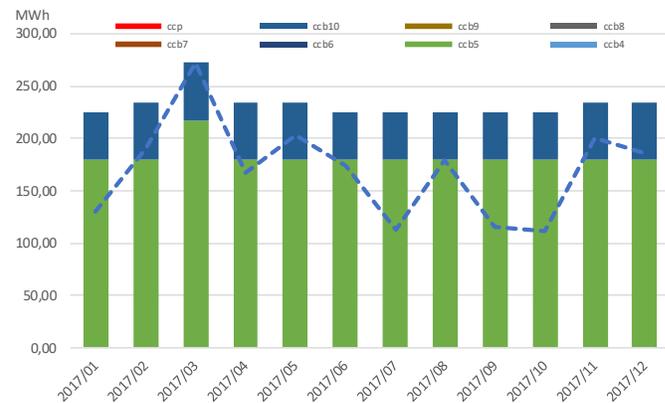


Fig. 10. Cenário II – variação apenas do montante $CCB_5=200MW$.

Pode-se observar que o programa indica que o consumidor atenda sua demanda com os contratos 5 (200MW) e 10 (50MW). O valor total é de R\$ 626.416,46, com uma sobrecontratação de 37,09%. Indicando que essa alternativa poderia ser mais rentável ao consumidor do que as demais analisadas.

D. Cenário 3

Nesta parte foi inserida a possibilidade de compra no MCP pelos valores de PLD do período de análise. Adicionalmente a Tabela IV compila os resultados das simulações, com as alterações nos montantes dos contratos, e suas contratações efetuadas.

TABELA IV
SIMULAÇÕES COM A POSSIBILIDADE DE COMPRA NO MCP

Montantes	fobj (R\$)	Sobrecontratação (%)	contratos b	MCP (%)
$CCB=50MW$	499.033,32	0,00	5 e 10	40,21
$CCB=100MW$	492.912,32	0,00	5	39,23
$CCB=200MW$	511.674,55	8,26	5	5,02
$CCB=300MW$	626.955,42	0,00	-	100,00

A Fig. 11 ilustra a solução obtida pelo programa computacional para as possibilidades simuladas na Tabela IV.

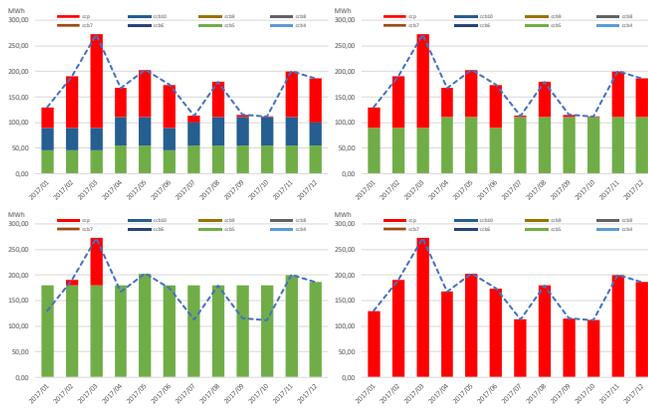


Fig. 11. Cenário III – simulações com a compra no MCP.

Destaca-se que mesmo obtendo valores de custo contratual inferiores aos cenários sem a possibilidade de contratação no MCP (cenário base, I e II), o intuito dos resultados não é sugerir a exposição do consumidor. Principalmente, pois os valores de PLDs apresentam alta volatilidade e o perfil do consumidor é exclusivamente de consumir e utilizar a energia no processo fim do mesmo.

No entanto, o resultado disposto (R\$511.674,55) para a condição de uma contratação de $b=5$ no montante de 200MW, com uma sobrecontratação de 8,26% e uma exposição de 5,02%, é uma alternativa a ser considerada. Visto que pode trazer uma redução no custo de, aproximadamente, 30% em relação ao Cenário base.

E. Cenário 4

Neste cenário foram gerados 12 cenários de PLD, utilizando a função randômica do MATLAB e baseado no perfil ilustrado anteriormente do PLD. Os cenários estão ilustrados na Fig. 12.

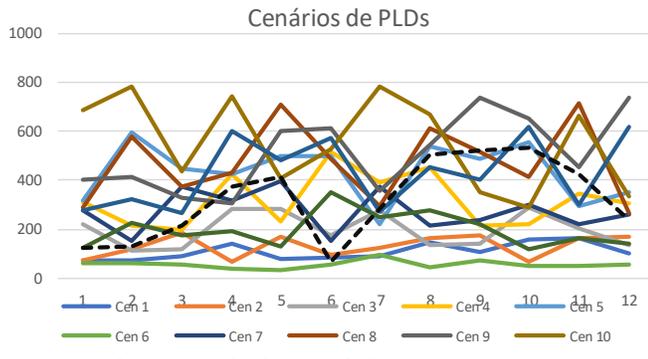


Fig. 12. Cenários de PLDs.

Efetuada a simulação para $CCB=200MW$, foi obtido o resultado esperado das soluções: com a função objetivo igual a R\$431.318,00 (praticamente 16% de redução comparado ao cenário 3), 2,31% de sobrecontratação, contrato escolhido ($b=5$) e 42,40% de exposição no MCP. Pode-se observar que o custo esperado é baixo, mas existe uma exposição demasiada no MCP considerando os doze cenários abordados. Essa exposição pode causar problemas diversos e até a falência do consumidor e de suas atividades produtivas.

V. CONCLUSÕES

A modelagem matemática proposta possibilita analisar diversos cenários para o agente consumidor, permitindo que o mesmo analise a quantidade de exposição no MCP, a proporção que o mesmo quer para cada modalidade de contrato entre outros. Ademais, a estratégia proposta pode ser estendida para simular a comercialização de outros agentes (geradores, produtores independentes, comercializadores).

Por outro lado, destaca-se que existe uma carência de ferramentas computacionais voltadas ao consumidor, em especial no ACL. Neste sentido, o presente trabalho propõe e analisa a modelagem matemática proposta para auxiliar a tomada de decisão na contratação de energia do consumidor livre. Ressalta-se que o intuito dos autores é disponibilizar uma ferramenta computacional gratuita com a modelagem proposta, para uso do público em geral (agentes do setor, academia, pesquisadores, alunos, entre outros).

Os autores ainda planejam inserir outros pontos importantes, no sentido de tornar mais realística a modelagem apresentada, como outros parâmetros relacionados aos termos contratuais, variações e projeções de demanda e do PLD, assim como a inserção de métricas de risco.

REFERENCES

- [1] E. Melo, E. M. A. Neves, L. H. A. Pazzini, "Brazilian electricity sector restructuring: From privatization to the new governance structure", in: 8th International Conference on the European. pp. 905-10, 2011.
- [2] BRASIL, "Lei nº 9.074/95, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências". URL: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm.
- [3] ANEEL, "Resolução nº 264/1998: Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres". URL: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1998264.pdf>.
- [4] MME. "Portaria nº 465 de 12-12-2019". URL: <http://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019-233554889>.
- [5] BRASIL, "Decreto nº 5.163/04, de 30 de julho de 2004 Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências". URL: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm.
- [6] CCEE. URL: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em 20 de março de 2017.
- [7] D. Vieira, R. A. Shayani, M. A. G. de Oliveira, "Net Metering in Brazil: Regulation, Opportunities and Challenges", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 8, pp. 3687-3694, 2016.
- [8] P. J. Correia, A. S. Culchek, E. E. Rego, "Is The Energy Tariff Expensive For Captive Customers In Brazil?", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 11, pp. 4506-4511, 2016.
- [9] F. Y. K. Takigawa, R. C. Fernandes, E. A. C. Aranha Neto, D. Tenfen, E. T. Sica, "Energy Management by the Consumer with Photovoltaic Generation: Brazilian Market", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 5, pp. 2226-2232, 2016.
- [10] F. Y. K. Takigawa, R. F. Fernandes, A. E. C. Duarte, F. M. Mantelli, "Análise da comercialização de energia pelos consumidores livres", in: XVI Encontro Regional Ibero Americano – XVI ERIAC, 2015.
- [11] M. A. Cavaliere, S. Granville, G. C. Oliveira, M. V. F. Pereira, "A Forward Electricity Contract Price Projection: A Market Equilibrium Approach", *Optimization and Control*, Cornell University, 2019.

[12] D. Möst, D. Keles, “A survey of stochastic modelling approaches for liberalised electricity markets”, *European Journal of Operational Research*, pp. 543-556, 2010.

[13] R. Weron, “Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future”, *International Journal of Forecasting*, pp. 1030-1081, 2014.

[14] Pereira, M. V. et al, “Methods and Tools for Contracting in a Competitive Framework”, CIGRÉ Task Force 38-05-09, 2000.

[15] Mo, A. Gjelsvik, A. Grundt, “Integrated Risk Management of Hydro Power Scheduling and Contract Management”, in: Proceedings of the 1999 IEEE Winter Meeting, 1999.

[16] E.M. Xavier, G. M. Pereira, L. R. Friedrich, L. C. Schneider, L. C. Danesi, M. Borchardt, “Requirements to Leverage the Electricity Distributors' Sales and Revenues in the Brazilian Free Market”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 10, pp. 4293-4303, 2016.

[17] O. de S. Aguiar, O Mercado Brasileiro de Energia Elétrica: Critérios de Decisão na Migração de Consumidores para o Ambiente de Contratação Livre, Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Pernambuco, Programa de Pós-Graduação em Economia, 2008.

[18] G. Florezi, Consumidores Livres de Energia Elétrica Uma Visão Prática, Dissertação de mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2009.

[19] ANEEL, “Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição”. Brasília, 2014.

URL:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%C3%B3dulo%207%201%204%C2%AA%20revis%C3%A3o.pdf>

[20] ANEEL, “Resolução nº 570/2013: Estabelece os requisitos e procedimentos atinentes à comercialização varejista de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN”, 2013.

URL: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013570.pdf>

[21] CCEE, “Aneel abre audiência pública sobre comercializador varejista”, 2015.

URL:

http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE_347020&_afLoop=707060743030159#%40%3Fcontentid%3DCCEE_347020%26_afLoop%3D707060743030159%26_adf.ctrl-state%3Ds5yvr3qav_4

[22] MATLAB, Mixed-Integer Linear Programming Algorithms, Acesso em 30 de maio de 2019. <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/mixed-integer-linear-programming-algorithms.html>



Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa received the Electrical Engineering degree from Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP), in 2003, Bauru, Brazil, and Master Eng. and Doctor Eng. degrees in Electrical Engineering from Federal University of Santa Catarina

(UFSC), Florianópolis/SC, Brazil, in 2006 and 2010, respectively. Since 2009 he has been developing teaching/research activities at Federal Institute of Santa Catarina (IFSC), Florianópolis, Brazil. His main fields of interest include power system planning, scheduling generation of hydrothermal systems, DR programs and applied mathematical programming.



Murilo Reolon Scuzziato received the master degree and PhD in Electrical Engineering at Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) in 2011 and 2016, respectively. Since 2009, he has been developing research activities in electrical power systems planning, hydrothermal unit commitment and applied mathematical programming. He

is now Assistant Professor at IFSC.



Daniel Tenfen received the Electrical Engineering degree from University Center of Jaraguá do Sul (UNERJ), in 2009, Jaraguá do Sul, Brazil, and Master Eng. and Doctor Eng. degrees in Electrical Engineering from Federal University of Santa Catarina – UFSC; Florianópolis, SC, Brazil, in 2011 and 2015, respectively. His main fields of

interest are electricity market simulation and regulation, power system planning and optimization, renewable generation, microgrids, smart grids and DR programs.



Rubiapiara Cavalcante Fernandes received the Graduate Eng.; Master Eng. and Ph.D. Eng degrees in electrical engineering from Federal University of Santa Catarina – UFSC; Florianópolis, Brazil, in 1985, 1995 and 2006, respectively. Since 1991 he has been developing teaching/research activities at Federal Institute of Santa

Catarina – IFSC; Florianópolis, Brazil. He has been working with the Brazilian Electric Sector restructuring process and his main fields of interest are power market simulation and regulation, power system planning and optimization, DER and DR programs.