



GRUPO - VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

MODELAGEM DO MERCADO DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA PELO CONSUMIDOR
POTENCIALMENTE LIVRE

Helen P. D. Souza (*)
UFPR

Elizete M. Lourenço
UFPR

Marciano Morozowski Filho
WeSee

RESUMO

Este artigo propõe uma modelagem da compra de energia elétrica sob a ótica do consumidor potencialmente livre, em busca de esclarecer o funcionamento e as opções dos ambientes de contratação do mercado brasileiro. Nesse mercado existe a possibilidade de escolha do fornecedor de energia pelos consumidores e foi escolhida a metodologia de Dinâmica de Sistemas para o estudo das relações dinâmicas entre as principais variáveis que impactam a comercialização de energia. A ferramenta computacional desenvolvida possibilita analisar a decisão econômica sobre a migração e as simulações do perfil consumidor, na Distribuidora COELBA, e comprovam os benefícios dessas avaliações sistêmicas.

PALAVRAS-CHAVE

Comercialização de Energia Elétrica, Consumidor Potencialmente Livre, Dinâmica de Sistemas.

1.0 INTRODUÇÃO

Atualmente, a necessidade do Consumidor Potencialmente Livre (CPL) em operar no mercado de energia elétrica brasileiro, de modo cada vez mais confiável e eficiente, tem motivado a criação de métodos de análise de contratação de energia, em busca de soluções que facilitem a obtenção de informações referentes aos riscos e às incertezas associadas a decisão da compra de energia, por parte desses agentes. Dentro deste contexto, programas computacionais de modelagem dinâmica vêm sendo cada vez mais utilizados com aplicações em diversos setores, devido à sua capacidade de fornecer um melhor entendimento da operação como um todo, para um determinado sistema, de acordo com critérios e objetivos previamente definidos.

Nesse mercado de comercialização de energia existe o movimento de migração para o Ambiente de Comercialização Livre (ACL), que depende diretamente das tarifas das concessionárias distribuidoras aplicadas no Ambiente de Comercialização Regulada (ACR) e do preço praticado no mercado de curto prazo, conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O parque de geração de energia elétrica brasileiro possui predominância de usinas hidrelétricas e o Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza modelos matemáticos para o cálculo do PLD, com o objetivo de obter uma solução ótima para o uso da água dos reservatórios. Os preços são influenciados pelo armazenamento de água relacionado à economia financeira gerada, considerados os riscos de geração e a necessidade de despachos de usinas termelétricas.

As tarifas de energia das empresas distribuidoras são reguladas e homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e devem refletir a previsão de oferta e demanda de cada empresa distribuidora, os custos envolvidos, bem como sinalizar o comportamento do setor para os consumidores finais. Já, a comercialização no ACL visa à livre competição em busca de melhores preços e serviços, assim como atender a demanda de volumes de energia adequados a cada perfil consumidor. O processo de migração (entre o ACR e o ACL) ficou mais

através dos incentivos criados na política de reestruturação do modelo, na qual é atribuído um desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para o fornecimento de energia a partir de fontes “incentivadas” (provenientes de Pequenas Centrais Hidrelétricas; empreendimentos com potência instalada até 1MW; empreendimento de fontes solar, eólica, ou biomassa, com potência instalada de até 30 MW). Esse desconto na tarifa tem promovido maior competitividade e beneficiado aqueles consumidores que se enquadram neste perfil de mercado, denominados “consumidores especiais”.

O consumidor especial é um agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração, definidos pela Lei nº 9.427 de 1996, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. E o consumidor livre é um agente da CCEE que adquire energia elétrica no ACL para unidades consumidoras que satisfaçam os requisitos dispostos da Lei nº 9.074 de 1995 (1). Estes consumidores, de uma forma geral, continuam conectados à rede da distribuidora local e são cobrados pelos serviços de transporte prestados, mas a energia contratada é paga diretamente a outro fornecedor. Atualmente, os consumidores especiais que migrem para o mercado livre de energia não precisam mais da instalação de um medidor de retaguarda para compor o Sistema de Medição de Faturamento, regulamentada pela Resolução Normativa nº 688 de 2015, que beneficiou economicamente muitos consumidores no ACL (1). A ampliação do ACL têm aumentada sua necessidade de ferramentas que auxiliem à gestão da compra de energia pelos consumidores finais. Desta forma, o presente trabalho busca auxiliar esta decisão de compra de energia, neste mercado atual, com a aplicação da técnica de Dinâmica de Sistemas (DS) sob o ponto de vista dos consumidores. A técnica de DS permite entender a estrutura e o comportamento de um dado sistema, de forma a aprimorar a percepção de cada variável envolvida na modelagem. Isso é fundamental para quaisquer áreas que possuam processos interdependentes e que necessitem de uma visão mais abrangente, pois as percepções de problemas e suas correções antecipadas resultam em melhorias e otimização em sua operação.

As próximas seções deste artigo estarão organizadas da seguinte maneira: na seção 2 são abordados os conceitos gerais de DS, a construção da modelagem proposta em etapas e a sua formulação matemática. A construção dos diagramas da modelagem e suas análises estão apresentados na seção 3. Por fim, na seção 4 estão as simulações computacionais com seus resultados, seguidas pelas considerações finais na seção 5. Os dados bibliográficos e biográficos estão em 6 e 7.

2.0 DINÂMICA DE SISTEMAS (DS)

As ideias e conceitos da técnica de DS foi originalmente apresentada em (2), com enfoque em sua aplicação nas ciências administrativas. Essa técnica é baseada em simulações matemáticas, processo de obtenção de solução por etapas, sendo que, as formulações das equações indicam como chegar a um próximo ponto de operação no sistema. A modelagem matemática do pensamento sistêmico é capaz de analisar a resposta dessa dinâmica e auxiliar na compreensão da realidade. Em (3) os autores sugerem oito etapas para desenvolvimento de um modelo com esta técnica, conforme segue: 1. Aquisição de conhecimento sobre o sistema; 2. Especificação do comportamento dinâmico (“modo de referência”); 3. Construção do diagrama de estoque e fluxo; 4. Construção do diagrama de laço causal; 5. Estimação de valores dos parâmetros; 6. Simulação do modelo; 7. Análise de sensibilidade; 8. Aplicação de testes de políticas.

Como exemplos de trabalhos brasileiros recentes que utilizam uma abordagem com a técnica de DS estão os estudos apresentados em (4), (5) e (6). Neles são analisadas algumas possibilidades de modelagem do mercado para as empresas distribuidoras de energia, sobre variados enfoques de estudo. Em continuidade à aplicação da técnica de DS, este presente trabalho apresenta uma nova modelagem sob o foco no CPL, com o objetivo de auxiliar a sua contratação de energia e avaliar os impactos que as diferentes opções podem causar em sua operação e em seus custos (7).

2.1 Construção da Modelagem Proposta

Nesta seção é apresentado o desenvolvimento da modelagem proposta. O “Modo de Referência”, conforme definido por (3), relaciona as seguintes variáveis fundamentais: os custos aplicados nos dois ambientes ACR e ACL; e a situação intermediária que refere-se a uma contratação no ACR, mas com parte de seu fornecimento de energia por autoprodução, como indicado na Figura 1. Esta primeira figura apresenta a relação no horizonte de estudo da possibilidade de redução dos custos de energia conforme decisão de contratação por parte do CPL.

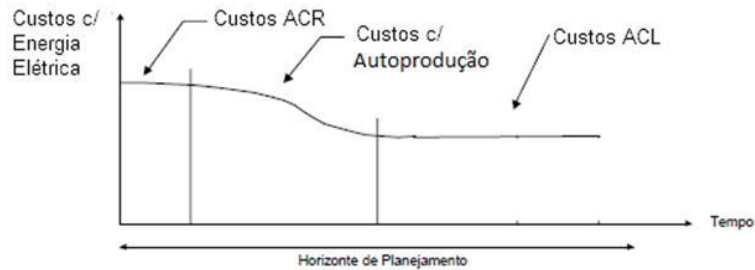


FIGURA 1 - Modo de referência

Já, a Figura 2 ilustra a divisão, representada pelos “três olhos” do consumidor, das variáveis levadas em consideração nesta modelagem, que são: as características internas de cada unidade consumidora (como a eficiência energética, alteração de nível de tensão, melhor gestão de seu contrato atual, etc.), as diferenças existentes entre as opções do ACR e do ACL e as suas possíveis variações. O tempo de “delay”, representado na figura, refere-se aos possíveis impactos em diferentes períodos de tempo (duração), tanto dos dados do consumidor no mercado, quanto do próprio setor energético e das possíveis futuras mudanças comerciais e políticas adotadas no país, que venham a influenciar o contrato de fornecimento de energia.

A modelagem proposta neste trabalho com a aplicação da técnica de DS permite avaliar, a partir de simulações computacionais, com dados reais ou hipotéticos, diferentes cenários de compra de energia elétrica, que podem ser analisados e comparados para assim, auxiliarem na tomada das decisões futuras. Também, visa dar suporte ao processo de decisão dos CLPs, oferecendo aos mesmos a possibilidades de avaliar os riscos econômicos envolvidos na migração e as alternativas disponíveis nesse processo, em um horizonte de até 5 (cinco) anos. Os principais parâmetros estimados e analisados nesta modelagem estão listados a seguir:

- Regulatório: são os riscos ou benefícios associados às decisões dos agentes institucionais do mercado e às mudanças nas regulamentações.
- Financeiro: são os custos relacionados à compra de energia, aos custos de operação do agente da CCEE, demais gastos relacionados à contratação ou à geração própria.
- Técnico: referem-se ao atendimento da demanda de energia conforme necessidade e perfil do consumidor; a possíveis variações técnicas de contrato do ACR ou do ACL; e a opção entre as fontes de energia ofertadas.

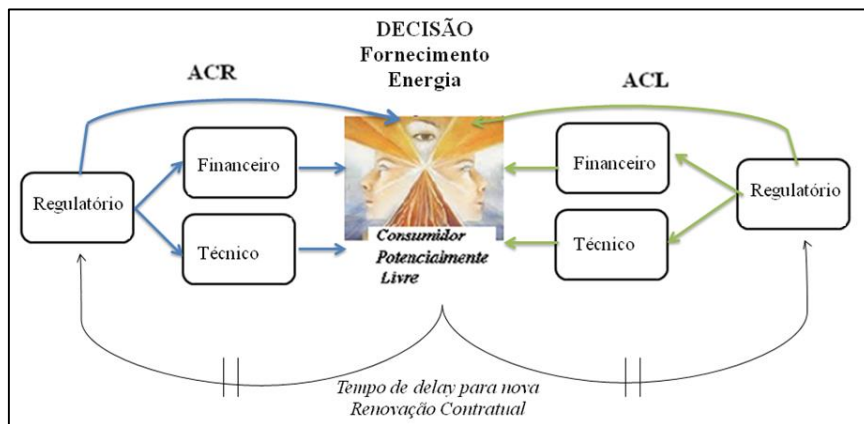


FIGURA 2 - Parâmetros conceituais da modelagem

Como um exemplo da relevância desta modelagem proposta, pode-se citar o aumento da implantação das fontes de geração própria a partir de energia fotovoltaica e solar após a Resolução Normativa Nº 482 (abril de 2012) da ANEEL, que permite que os consumidores possam atuar como geradores de energia. Essa resolução facilita e impulsiona a ampliação das fontes fotovoltaica e solar como geração nas residências, bem como na indústria, onde se concentram os consumidores de maior porte. Esse fator pode influenciar tanto na obtenção de energia por meio de geração própria, quanto com as outras opções disponíveis no ACL ou no ACR. Ou seja, essa medida regulatória pode interferir nos parâmetros técnicos e financeiros para alguns perfis de CPLs. Para testar a validade e eficiência da metodologia proposta neste estudo, foram realizadas simulações e testes com diferentes cenários montados a partir de dados reais de consumidores da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA. Os resultados apresentados comprovam a eficácia do uso dessa técnica de DS para a modelagem. A escolha dos perfis de consumidores simulados neste trabalho busca representar sua classe de uma forma geral, assim é válido lembrar que esta modelagem com DS pode ser adequada, atualizada e aplicada para os demais perfis desejados. A seguir está apresentado o equacionamento matemático desta modelagem, a construção dos diagramas de estoque e fluxo e o de laço causal, conforme etapas 3, 4 e 5 para desenvolvimento de um modelo, anteriormente já definidas por (3).

2.2 Formulação Matemática

A Resolução da ANEEL nº 166 de 2005 estabelece as disposições básicas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE). Os CPL's no ACR pagam uma "fatura" composta pela tarifa de energia (TE) e pela tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição (TUST/TUSD). A fatura de energia é composta pelos custos de transmissão, de distribuição, da compra de energia, dos encargos e dos tributos (1). A representação da composição da fatura mensal de energia, definida na regulamentação, e também formulada para a modelagem proposta é dada pela equação [1].

$$Fatura = Dp \times TDp + Dfp \times TDfp + Cp \times TCp + Cfp \times TCfp \quad [1]$$

Dados:

- Fatura – Valor a ser pago pelo consumidor (R\$);
- Cp - Consumo de Ponta (MWh);
- Cfp - Consumo Fora de Ponta (MWh);
- Dp - Demanda de Ponta (kW);
- Dfp - Demanda Fora de Ponta (kW);
- TDp - Tarifa de Demanda de Ponta (R\$/kW);
- TDfp - Tarifa de Demanda Fora de Ponta (R\$/kW);
- TCp - Tarifa de Consumo de Ponta (R\$/MWh); e
- TCfp - Tarifa Consumo Fora de Ponta (R\$/MWh).

As tarifas do ACR são atualizadas pelo Reajuste Tarifário Anual, que busca restabelecer o poder de compra da receita da concessionária, tendo por objetivo, repassar os custos não gerenciáveis e atualizar os custos gerenciáveis (8). Os índices estimados na modelagem, com base no histórico praticado pelo mercado da COELBA são: IPCA de 5,5% e IGP-M de 4,5%. Os valores de entrada estipulados como parâmetros gerais do modelo computacional para a simulação dos preços foram obtidos pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE - 2020), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (10). Já, no ACL, a principal referência para a modelagem, tanto no médio como no longo prazo dos preços praticados são as tarifas das distribuidoras (COELBA). Dentre os custos adicionais do ACL existem os de investimento em adequação de medidores de energia (utilizado nesse estudo o valor de 300 mil R\$), visto que no ano de 2012 ainda não havia o incentivo regulatório, comentado anteriormente, sobre algumas unidades consumidoras não precisarem mais dessa adequação adicional de medição. Também existe o custo de agente da CCEE cobrado mensalmente e aqui é utilizado o valor de R\$5/MWh, com encargos, taxas e contribuições setoriais (1). A equação [2] ilustra assim a variação percentual de economia financeira, equacionada nesta modelagem, que é resultado da diferença dos custos entre o ACR e o ACL (data base dos dados da modelagem: abril de 2012).

$$Economia = \left(\frac{Tarifa - (P_{ACL} + TUSD)}{Tarifa} \right) \times 100 \quad [2]$$

Dados:

- Economia = Diferença dos preços entre o ACR e ACL (%);
- P_{ACL} = Preço no ACL (R\$/MWh);
- TUSD = Tarifa de uso do sistema de distribuição e transmissão (R\$/MWh);
- Tarifa = Custo do fornecimento no ACR (R\$/MWh).

O processo de decisão final é então representado através da equação [3], respeitada a premissa de que o consumidor deve optar pelo menor custo de energia e pelas melhores condições contratuais (6). A variável definida como "Decisão" na simulação é então o custo de economia acumulada no ano, que define se o consumidor migra de um ambiente para outro ou indica qual é a melhor opção econômica de compra de energia dentro do ACL ou do ACR. Na modelagem proposta a opção do consumidor pode ser manter-se no ACR com a distribuidora ou parcialmente com autoprodução (uma parcela de seu consumo é por geração própria), já no ACL, as opções são comprar de alguma fonte de energia (Eólica, UHE ou de PCH) conforme menores custos e melhores opções contratuais. Se a variável Decisão for negativa ele permanece no ACR, se for nula ele permanece no ambiente em que estava até o ano em que toma outra decisão, e, por fim, se for positiva ele sugere migrar para o ACL com a melhor opção de fonte disponível (contrato, preço e flexibilidades, definidos pelo seu Peso Custo). Também é estabelecida a condição de que a diferença dos custos atenda a estratégia de economia de 10% em relação ao ACR.

$$Decisão = PesoCusto \times \left(\sum_0^n CustoDist - \sum_0^n CustoACL \right)$$

Sendo que, $\left(\sum_0^n CustoDist \geq 0,9 \times \sum_0^n CustoACL \right)$ [3]

Dados:

- Decisão = decisão financeira do CPL entre o ACR e o ACL, dado em R\$;
- Peso Custo = peso que o consumidor atribui para os custos com aquisição de energia em sua cadeia de produção, em %;
- Custo Dist = custos totais de aquisição de energia para o CPL no ACR, dado em R\$;
- Custo ACL = custos totais de aquisição de energia para o CPL no ACL, dado em R\$;
- n = prazo dado em meses, do horizonte de estudo.

3.0 CONSTRUÇÃO DE DIAGRAMAS

A modelagem proposta, definida neste trabalho com a sigla “CCPL” (Contração por Consumidores Potencialmente Livres), relaciona os parâmetros já definidos anteriormente, suas conexões, seus tempos de impacto/atraso, que influenciam diretamente no comportamento do mercado e na decisão do CPL. Na Figura 3 é apresentado o Diagrama de Laço Causal (DLC) da modelagem proposta, desenvolvida no programa computacional VENSIM (12). Este diagrama representa uma análise qualitativa do sistema modelado, e foi gerado a partir das regras de regulamento do sistema e da experiência adquirida com a atuação no mercado de energia pelos autores deste trabalho. A representação gráfica da relação causal é feita pelas setas que unem duas variáveis, onde a variável próxima à cauda da seta é dita variável causal e a variável próxima à ponta da seta é dita variável afetada. Como um exemplo de interpretação do DLC tem-se, a relação entre os custos de energia entre os ambientes e a estratégia de contratação. Sendo que um aumento no custo da distribuidora COELBA contribui para o aumento das despesas finais do ACR, e que conseqüentemente, poderá aumentar a procura de consumidores pela oportunidade do ACL. Da mesma forma, um aumento de custos da energia no ACL contribui para um possível aumento do retorno de consumidores ao ACR, que influencia também na decisão de migração por outros CPLs.

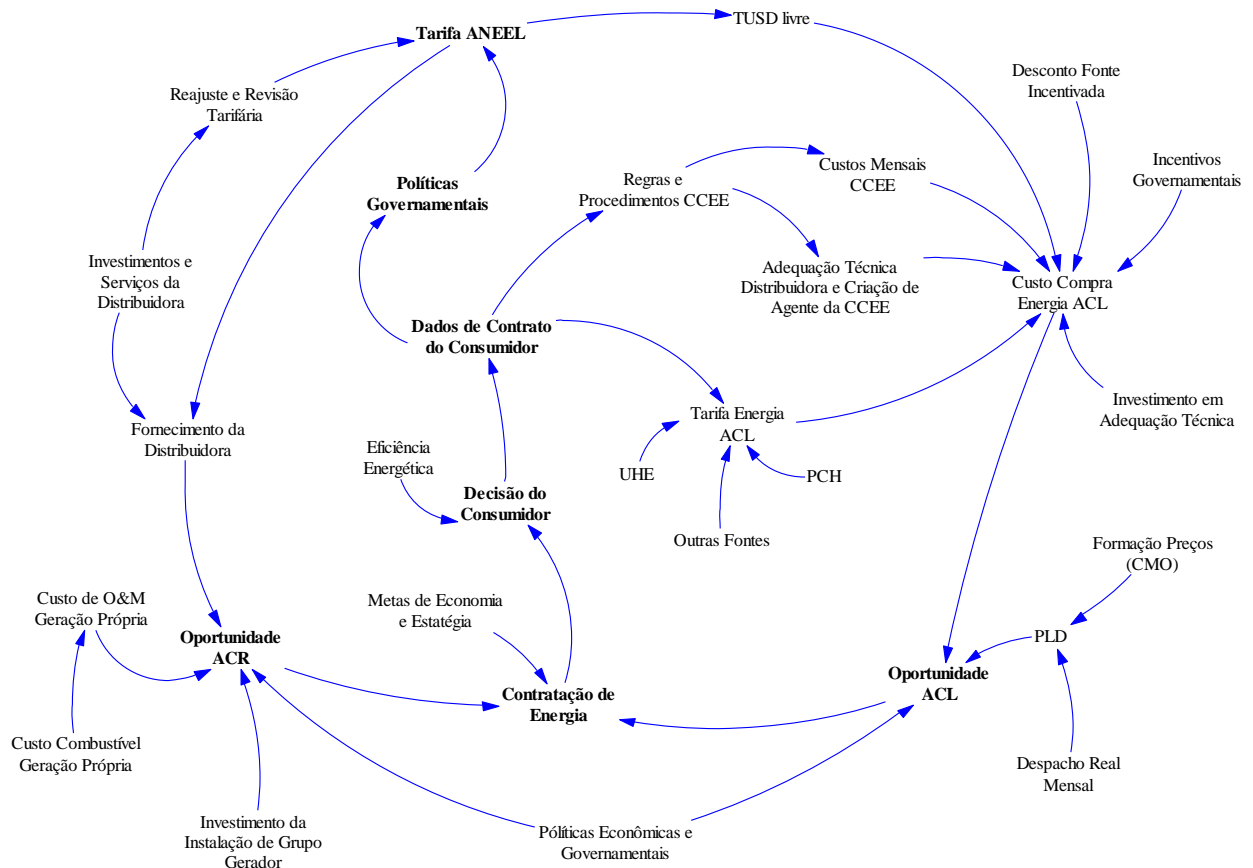


Figura 3: DLC do MP

A partir do DLC implementado no software VENSIN, foi definido como limite de cálculo e de simulação, a parcela com os parâmetros de impactos financeiros para a decisão do CPL. Esta parcela, definida como Modelagem Econômica Proposta (“MEP”), considera os impactos regulatórios relacionados aos parâmetros financeiros, que permite uma projeção dos custos, do reajuste parcial da tarifa da distribuidora, da inclusão de parâmetros e influências sistêmicas financeiras. E por fim, as simulações resultam em um estudo do impacto das estratégias e da projeção financeira do mercado e que estará apresentada a seguir pelo diagrama de estoque e de fluxo.

3.1 Diagrama de Estoque e Fluxo do MEP

O MEP é composto por laços do Diagrama de Estoque e de Fluxo (“DEF”), resultados dos laços causais já apresentados (DLC) e com os equacionamentos financeiros já definidos. Sendo que cada subdivisão do DEF é responsável pela determinação do conjunto de variáveis e equacionamentos relacionados ao sistema. A Figura 4 apresenta as divisões do DEF em módulos, para facilitar o entendimento do sistema conforme enumerados a seguir: 1) dados de entrada, 2) custos ACR, 3) reajuste ANEEL, 4) oportunidade ACR, 5) custos ACL, 6) oportunidade ACL, e 7) resultado da contratação. Vale lembrar que o DEF foi obtido com base nas formulações matemáticas da base econômico-financeira (MEP), estabelecida a partir do DLC do CCPL. Cada módulo de diagrama do DEF detalha o relacionamento entre os parâmetros econômicos e as influências entre eles sobre cada ambiente e para cada perfil consumidor. As realimentações, informações e opções geradas na continuidade da modelagem, com a técnica de DS, podem impactar novamente o mercado periodicamente, de forma que torna esse sistema dinâmico.

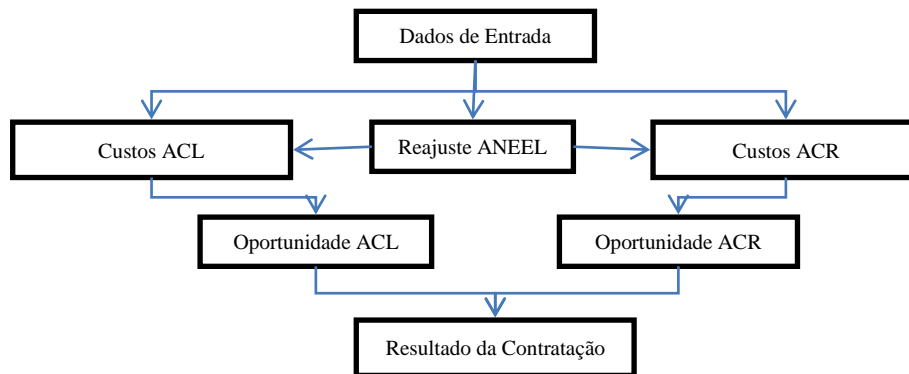


Figura 4: MEP composto pelos módulos do DEF

São consideradas no MEP as projeções dos preços nacionais (CMO, preços de energia de PCH, eólica, UHE, etc.) e regionais (PLD da região nordeste), e os resultados servem de dados de entrada do próximo passo nos submodelos detalhados. Para os custos da energia aplicados no ACL são adotadas nas simulações as opções de curto (2 anos) ou longo prazo (5 anos). No curto prazo foi definido como balizador de preço o valor entre o PLD (110% do valor do PLD do submercado) ou possíveis preços divulgados conforme oferta e características climáticas (período seco ou úmido). Já, para o longo prazo, foi definida como referência a escolha entre: os preços dos últimos leilões regulados; ou o preço definido pelo gerador como retorno do investimento; ou ainda, o preço disponível do mercado, em razão do comportamento da oferta ou demanda.

A geração própria é considerada somente para o CPL de classe tarifária verde, com parte da produção de energia em horário de ponta e o restante da energia contratada com a distribuidora no ACR. O cálculo considera o valor de manutenção do grupo gerador (Operação e Manutenção) de R\$600/MWh, com base nos dados divulgados no PMO de maio de 2012 do ONS. Essa opção é considerada somente quando os custos do ambiente regulado forem maiores e que, por consequência, poderão proporcionar economia nos custos (a análise mínima é de dois anos). Para esta opção, é considerada também a compra e instalação do grupo gerador de no valor de 800 mil R\$, custos aproximados ao valor divulgado pela (GERASTAR, 2012) (11). Os custos de instalação do gerador são amortizados nos dois primeiros anos de estudo, em razão do limite mínimo de modelagem utilizar esse tempo para o curto prazo. E o MEP não considera atualização com índices de reajuste para o retorno desse investimento, pois os valores de simulação são aproximados. A alternativa de suprimento então escolhida e considerada no MEP, através de geração própria, reduz em até 60% o montante de energia contratado no horário da ponta, no ACR (classe tarifária verde), que poderia evitar exposição mesmo que parcial ao PLD de curto prazo, caso o consumidor estivesse sem contrato. Considera-se neste estudo que ao consumo de energia mensal deve ser adicionado 2,5% referentes às perdas de transmissão de energia pelo sistema, valores definidos com base no histórico dos últimos anos e que é divulgado publicamente pela CCEE para os agentes do mercado.

3.2 Análises do MEP

Busca-se nesta seção, através das simulações e análises de casos teóricos selecionados, avaliar a metodologia com a técnica de DS e quantificar os riscos econômicos de migração, com as análises qualitativas e quantitativas do MEP, a seguir apresentadas. A análise qualitativa resume os cenários de estudo e dados do consumidor conforme sua melhor representação das classes. As informações foram em sua maioria escolhidas por julgamento, ou seja, a amostragem é não probabilística, categorizadas conforme sua relevância no mercado. Para a coleta de dados foram definidos, conforme já comentados anteriormente, sob a ótica do consumidor, os seguintes pontos: 1) Comportamentos de oferta e demanda de energia no mercado atual; 2) Formação dos preços do ACL e das tarifas do ACR; 3) O software VENSIN com a técnica de DS; 4) Perfil de CPL na distribuidora COELBA (Resolução Homologatória nº 1.282, de 17 de abril de 2012); 5) Fontes de energia: EOL, PCH, UHE para o ACL e para o ACR

é analisada a opção de cativo ou com autogeração (60% de seu consumo no horário da ponta com o combustível diesel); e 6) Dados do CPL: demanda contratada de 1MW, grupo tarifário A3(69 kV), classe tarifária azul, fator de carga de 80%.

E, para a análise quantitativa, foram considerados valores praticados e divulgados também pelo mercado, conforme relevâncias e referências já comentadas nesse estudo, os dados foram definidos com aproximações de valores reais. Segue um resumo dos principais tópicos quantitativos para as simulações: 1) A unidade consumidora escolhida está dentro das demandas contratadas de 500kW a 3MW; 2) Para as Tarifas e Preços são consideradas as variações atuais das diferentes fontes anteriormente definidas; 3) É avaliada a composição das tarifas da COELBA (reajuste de 3,2% - IRT médio de 122% para o grupo A3) e dos preços no ACL; e 4) A migração é definida diante da análise de todos os parâmetros do MEP e da diferença ótima dos custos totais entre os ambientes, representado pela economia final para decisão do CPL (Data base dos dados: abril de 2012).

4.0 SIMULAÇÕES DO MEP

Nesta seção são apresentados os resultados de algumas simulações do MEP. A Figura 5 ilustra graficamente o resultado da simulação para estudo da migração no horizonte de contratação de longo prazo. O MEP sugere contratação para o CP e para o LP no ACL com energia de fonte eólica, que provisiona uma economia mensal em relação ao ambiente cativo de aproximadamente 23 mil reais (CP) e 31 mil reais (LP), que equivale a 17% e 23% abaixo do valor praticado no ACR. Nos dois períodos simulados, a fonte eólica se mostrou a melhor oportunidade econômica no ACL, seguida pela UHE e por fim a PCH. Os riscos de migração relacionados no MEP estão associados e condicionados às hipóteses de disponibilidades de fontes no ACL, interferências regulatórias e de mercado, cenários de preços (leilões, hidrologia futura, etc.) e durações dos contratos. São analisados neste estudo somente os riscos para as simulações de longo prazo (5 anos), visto que no curto prazo a tendência de variação é muito menor pois contempla somente uma previsão de reajuste. Com os resultados das simulações é possível também estimar a variabilidade dos riscos totais de migração, ou seja, o impacto no resultado da economia gerado pelo MEP, com relação aos dois cenários de tendência de preços e de reajuste das tarifas de energia elétrica, definidos a seguir:

- a. Perfil de Referência com Tendência do Mercado (C_Ref Tend): é considerada uma tendência de preços do ACL (PLD, UHE, PCH e EOL) com aumento por IGP-M, a ser estimado e fixado em 6% para 2014 em diante; e com relação às tarifas, estima-se o mesmo reajuste dos custos de compra de energia (IPCA 5,5%), mas, que será maior a redução da parcela de encargos (em torno de - 8%). E, para a meta de economia é considerada que a migração é viável para valores superiores a 3% de economia (e não mais 10% simulado inicialmente).
- b. Perfil com Realimentação das Políticas Governamentais (C_Realim P_Gov): é mantido o cenário de referência, mas é alterada a realimentação da influência da decisão nas políticas governamentais, inicialmente com valores unitários, mas alterados de forma a mostrar a influencia da tendência de referência. É utilizado um fator de impacto se a "Economia" for menor que um valor unitário, ou seja, com um valor negativo, que torna o ACL mais caro e não proporciona economia, assim as políticas governamentais devem influenciar o ambiente livre de forma a torná-lo novamente competitivo. Os valores utilizados no estudo são: se a economia for menor que 1%, o fator utilizado é de 10% de desconto, aplicado somente sobre o valor do ACL; caso for maior ou igual a 15% o fator é de desconto de 10% aplicado somente sobre a tarifa do ACR.

Tabela 1 – Diagrama de fluxo do resultado da contratação

Variações médias entre os cenários de longo prazo com riscos econômicos de migração comparados aos resultados inicialmente simulados com o modelo econômico								
Análise Modelo Econômico Inicial				Cenário 1		Cenário 2		
Grupo Tensão	Oportunidade ACR	Oportunidade ACL	Economia Média Mensal	C_Ref Tend	variação do risco	C_Realim P_Gov	variação do risco	
2013-2014								
A3	ACR	eol	24,7%	19,3%	-5,4%	26,7%	2,1%	
2014-2015								
A3	ACR	eol	24,2%	15,0%	-9,3%	22,9%	-1,4%	
2015-2016								
A3	ACR	eol	23,8%	10,5%	-13,3%	18,8%	-5,0%	
2016-2017								
A3	ACR	eol	24,2%	8,3%	-15,9%	16,8%	-7,4%	

No cenário de risco simulado com tendência de mercado (C_Ref Tend) observa-se como resultado de simulação que a economia é reduzida no horizonte de estudo, de forma que comprova-se que com a redução dos encargos e variação dos índices de reajuste de preços as economias ficam reduzidas quando comparadas às simulações originais. Mas, quando comparado o cenário original com o outro que foi manipulado para realimentar o modelo com uma ação governamental (que objetiva um mercado mais isonômico), definido como C_Realim P_Gov, é observado que a economia tende a aumentar e manter um mesmo comportamento no horizonte de estudo inicial.

Ou seja, com a análise dos riscos, apresentada na Tabela 1, pode-se observar que o MEP pode ser aplicado para acompanhar o relacionamento dos parâmetros do setor na variação dos preços que impactam o consumidor. E, também, com esses exemplos, pode-se concluir que se os tratamentos forem proporcionais em ambos os ambientes simulados, assim, a tendência é de que o mercado livre tenha uma expansão gradual. Caso contrário, se forem mantidas as previsões de reduções bruscas, principalmente nas tarifas reguladas, o ambiente livre tende a cada vez mais estreitar as diferenças dos custos, aqui representadas pelos resultados de economia, e talvez tenha uma estagnação ou até retração do crescimento desse mercado no ACL.

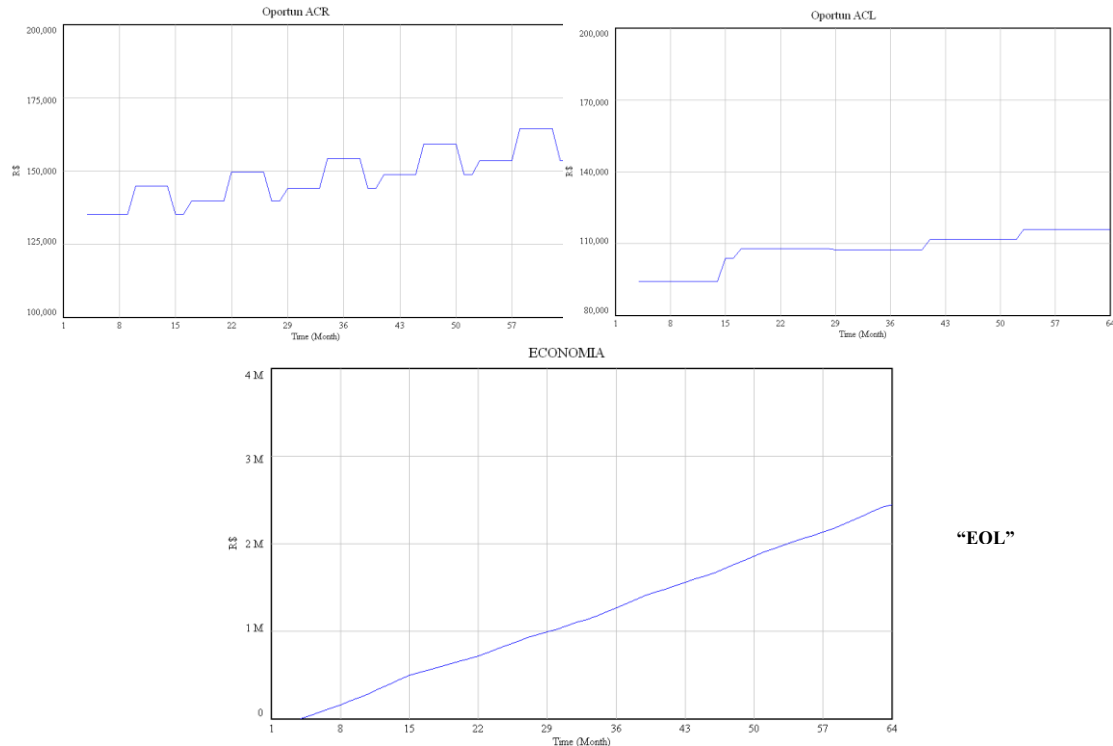


Figura 5: Resultado da simulação de LP

5.0 CONCLUSÃO

Os resultados referentes à análise qualitativa realizada comprovam a relevância da metodologia com a técnica de DS, de um modelo de análise da operação do processo de migração e comercialização de energia, por meio da integração dos módulos elaborados para cada alternativa de migração, consideradas para uma empresa de distribuição de energia real. Essa dinâmica do sistema possibilita uma visão atualizada, ampla e sistêmica do setor por parte do consumidor potencialmente livre e auxilia na sua contratação futura. Nas análises quantitativas do processo de migração com o apoio dos cálculos, dos resultados do modelo econômico proposto e dos riscos financeiros, pode-se confirmar as diferenças de preços entre o mercado regulado e livre, além da possibilidade por parte do consumidor, da redução de custos de energia para o perfil de consumidor simulado, com uma visão ampla dos fatores de impacto do setor. O resultado do modelo proposto com DS serve, tanto para dimensionar o investimento por parte do consumidor, em razão do nível de impacto dos custos de energia em seu custo total de produção, quanto para alocar seus recursos e definir suas estratégias de fornecimento para o curto e para o longo prazo, além de esclarecer e auxiliar no entendimento da dinâmica do mercado de comercialização de energia elétrica brasileiro.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, Acesso de maio de 2011 a setembro de 2012.

(2) Forrester J.W., Industrial Dynamics. USA: Productivity Press (Originally published by MIT Press, Cambridge, Mass), 1961.

- (3) Ford Andrew, Modeling the Environment: An Introduction to System Dynamics Modeling of Environmental Systems, Washington D. C.: Island Press, 1999.
- (4) Silveira F. S. V., Um modelo para planejamento econômico-financeiro de empresas de energia elétrica adequado ao ambiente competitivo, Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Eng. Elétrica – UFSC), Florianópolis/SC, 1997.
- (5) Schuch. B., Um modelo para estudos da demanda de energia elétrica em ambiente competitivo. Tese (Doutorado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Santa Catarina), Florianópolis, 2000.
- (6) Silva M. F. A., Modelo para planejamento de demanda de energia elétrica considerando o comportamento dos consumidores no ambiente de contratação. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em engenharia elétrica - Universidade Federal do Rio Grande do Sul), Porto Alegre, 2007.
- (7) Souza, H.P.D. Comercialização de energia elétrica na visão do CPL: uma abordagem baseada em dinâmica de sistemas, dissertação de mestrado, UFPR/Dep. Eng. Elétrica – Sistemas de Energia, Curitiba, PR, 2012.
- (8) Hage F. EL, Delgado M. A. P., Ferraz L. P. C., A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação, Ed. Sinergia, RJ, 2011.
- (9) CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>, Acesso: 2011.
- (10) EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em setembro de 2011.
- (11) GERASTAR Disponível em: <http://www.gerastar.com.br/>. Acesso em agosto de 2012.
- (12) Vensim PLE - Manual de Dinâmica de Sistemas, Dinâmica de Sistemas, Disponível em: <<http://www.vensim.com>>, Acesso: 2011.

7.0 DADOS BIOGRÁFICOS



Helen Paula Dutra de Souza, nascida em Londrina – PR em 04/01/1977, é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal da Paraná (UTFPR), Curitiba, 2008. Obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) em 2012. Tem experiência no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica e atualmente é pesquisadora e consultora, suas pesquisas se concentram nas áreas relacionadas ao setor de energia elétrica e de dinâmica de sistemas



Elizete Maria Lourenço, nascida em Florianópolis – SC em 08/02/1969, é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1992), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1994), doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2001) e pós-doutorado realizado no Imperial College London em 2013. Atualmente é professor associado da Universidade Federal do Paraná. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Estimação de Estados Em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: fluxo de potência, modelagem da rede no nível de subestação, estimação de estados, fluxo de potência ótimo e identificação de erros de topologia.

Marciano Morozowski Filho, D.Sc. – (Born in Paranaguá PR 1948). He develops teaching, R&D and consulting activities since 1971. He holds a B.Sc. in Electrical Eng. from the Federal University of Paraná (UFPR, 1970), a M.Sc. degree in Electrical Eng. from the Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ, 1973), and a D.Sc. degree in Systems and Computation Eng., also from UFRJ (1995). From 1991 till 1998, Prof. Morozowski was a Full Professor at the Electrical Engineering Department of Federal University of Santa Catarina (UFSC). He was a Senior Lecturer and Research Fellow on Regulation of Energy Industry at the University of Salvador (Unifacs) and an Associate Professor at the Electrical Engineering Department of the Federal University of Paraná. Prof. Morozowski is the author of a book on computer techniques for power system analysis and has authored or co-authored more than 150 (one hundred and fifty) papers on power system planning, reliability analysis and market modeling. He is a Senior Member of IEEE and a member of the System Dynamics Society and its Brazilian Chapter.