

## Contribuição ao estudo tarifário em distribuidoras de energia elétrica no Brasil: aspectos de risco

Mariana Rocha Galhardo<sup>1</sup>  
Afonso Henriques Moreira Santos<sup>2</sup>

### Resumo

A presente pesquisa se propõe a apresentar uma consolidação das publicações pertinentes sobre:

- Conceitos sobre risco, retorno, métrica e práticas de gestão de risco.
- Definição das ferramentas de gestão de risco para empresas de energia e empresas financeiras.
- O histórico e desenvolvimento do setor elétrico no Brasil.
- A regulamentação vigente no Brasil sobre a operação de uma distribuidora de energia no novo modelo (tarifa e comercialização) do setor elétrico brasileiro.
- Estratégias de gestão de risco já implementadas no setor elétrico brasileiro.
- Regime tarifário vigente e itens não gerenciáveis da tarifa de energia - parcela A.

Baseando-se no conhecimento adquirido na fase de revisão bibliográfica, a pesquisa pretende propor a aplicação das ferramentas de hedge catalogadas, nos valores projetados de componentes tarifários.

### 1 - Introdução

Para Wanderley (1998), empresas inseridas na economia globalizada necessitam de um sistema estruturado que vise à diminuição dos riscos nas tomadas de decisões estratégicas, táticas e operacionais, a obtenção de informações sobre o mercado e sobre as estratégias mercadológicas de seus concorrentes é condição fundamental para a obtenção de vantagem competitiva.

Segundo Piske (1998), a falta de um sistema que possibilite simular o comportamento futuro do mercado e os efeitos sobre o investimento, auxiliando o empresário a tomar decisões seguras sob condições de risco, faz com que concorrentes mais desenvolvidos, tomem ações rapidamente conquistando mercados. Para a permanência no mercado, algumas empresas sujeitam-se a súbitas tomadas de decisão que podem acarretar sérios riscos, ou até mesmo implicar no fracasso de seu empreendimento. As ferramentas de apoio à decisão sobre investimentos contêm diversos aspectos importantes, disponibilizando aos dirigentes uma série de informações que facilitam a comparação de alternativas, assegurando agilidade e confiabilidade (PISKE, 1998).

No atual momento econômico, o desenvolvimento de ferramentas de apoio é indispensável. Mato (1998), referindo-se ao setor elétrico no longo do prazo, acredita que as reformas estruturais nos países emergentes sejam levadas até o fim, padronizando os produtos básicos, como softwares de apoio, assim o mercado deverá tornar-se mais líquido. Os produtos resultantes preencherão diretamente a necessidade dos clientes, ao invés dos atuais meios indiretos de engenharia financeira para contornar instruções de órgãos normativos ou driblar as ineficiências de mercado.

### 2 – Gestão de risco – Métricas

O desenvolvimento de ferramentas de gestão de risco varia conforme o nível de complexidade do sistema analisado e as características consideradas. Segundo Costa e Baidya (2004), a área de finanças apresentou um grande desenvolvimento nas últimas três décadas, transformando o estudo deste ramo da economia em uma ciência eminentemente quantitativa, em que são utilizadas ferramentas, tais como a estatística, séries temporais e cálculos matemáticos. Assim, percebe-se que as empresas financeiras (bancos, corretoras, financiadoras, etc.) possuem uma série de ferramentas consagradas para a gestão de risco que se encontram descritas no anexo A desta pesquisa. Ainda segundo o autor, os modelos e as técnicas de avaliação de risco mais utilizados no Brasil nem sempre são os mais adequados às nossas condições específicas.

Para Duarte Jr (1996), o retorno pode ser definido como a soma do ganho esperado pelo investidor com uma parcela devido à incerteza que cerca o investimento, conforme a equação 2.1.

<sup>1</sup> Universidade Federal de Itajubá, mariana\_galhardo@hotmail.com

<sup>2</sup> Universidade Federal de Itajubá, Afonso@unifei.edu.br

$$r = i + \Delta i \quad (2.1)$$

Onde:

r = Retorno;

i = Taxa de retorno;

$\Delta i$  = Variação das taxas de retorno, devido às incertezas.

O estudo de Morin (1994) analisa o conceito retorno para empresas que atuam em ambientes regulados, ou seja, ambientes onde a política regulatória governamental tem função de ajustar os serviços de utilidade pública que costumam ser monopólios, caso da telefonia, energia elétrica, saneamento básico, entre outros. A princípio, o autor apresenta o conceito de renda requerida que deve ser igual ao custo do serviço, conforme está demonstrado na fórmula 2.2.

$$R_t = O + D + T + kB \quad (2.2)$$

Onde:

$R_t$  = Retorno exigido, esperado, ou atual, para o período t;

O = Custo de operação;

D = Depreciação acumulada;

T = Impostos incorridos no período;

k = Taxa justa de retorno ou taxa mínima de atratividade;

B = Valor referencial, capital inicial investido.

Na seqüência, o autor traz que o k (retorno) exigido por um investidor é composto por dois componentes: Retorno nominal livre de risco e Prêmio por exposição ao risco, que podem ser compreendidos com a representação contida na figura 2.1.

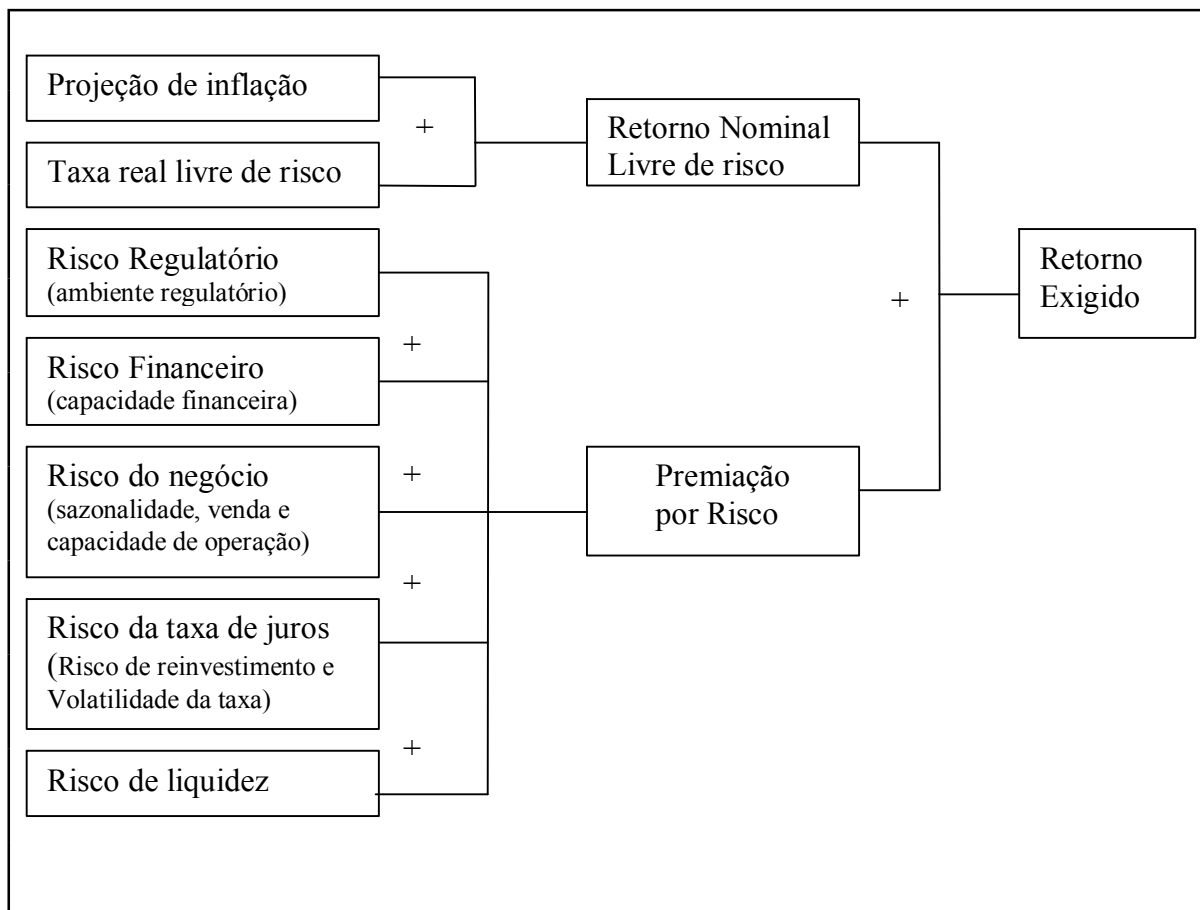


Figura 2.1 - Componentes do retorno exigido (Fonte: Morin, 1994).

Todos os componentes do risco estão inter-relacionados e têm uma alteração dinâmica no decorrer do tempo. A palavra “risco” tem sua origem no italiano (antigo) e deriva de *riscare*; que significa ousar. Neste sentido; o risco é uma opção; e não um destino. Segundo Stambaugh (1996); risco consiste na parte central da atividade financeira; a de maior relevância. Segundo Weston e Brigham (2000); o conceito de risco pode ser definido como a possibilidade de que algum acontecimento desfavorável venha a ocorrer. Portanto; a capacidade que o passado possui em representar um comportamento futuro pode ser medida pelo risco.

O economista Frank Knight; na década de 20; apresentou a diferenciação entre incerteza e risco; enfatizando a oposição qualitativo-quantitativo. A condição de incerteza é caracterizada quando os fluxos de caixa associados a uma alternativa não podem ser previstos com exatidão; ou seja; não é possível quantificar em termos de probabilidade as variações nos fluxos de caixa. Quando é possível mensurar; através de distribuições de probabilidade; considera-se que a situação é de risco (GALDÃO e FAMA; 1998).

Geralmente; o risco é obtido quando se atribui uma distribuição padrão para a incerteza; permitindo então verificar a probabilidade do retorno atingir o valor estipulado que atenda as expectativas e interesses do investidor. A equação 2.1; apresentada anteriormente; ilustra a relação dinâmica entre o risco e retorno.

Segundo Saunders (1996); para facilitar a análise do risco presente nas operações financeiras das organizações; os riscos podem ser classificados em 9 tipos:

- Risco de taxa de juros;
- Risco de mercado;
- Risco de crédito;
- Risco soberano (risco país);
- Risco de insolvência;
- Risco de liquidez;
- Risco das atividades fora do balanço;
- Risco tecnológico e operacional;
- Risco Cambial.

Uma vez estudado o conceito de risco sob a ótica financeira é importante trazer este conceito para a realidade do setor elétrico. Segundo Krapels (2000); os estudos econômicos a respeito da indústria da energia tiveram seu início ainda na década de 80 e vem se desenvolvendo até a presente data. Ainda segundo o autor; o desafio para os analistas de mercado está em trabalhar com projeções de dados com base longa e aderente ao setor elétrico; somente assim o investidor poderá afirmar que está realmente gerenciando seus riscos.

Segundo Henney & Kers (1998); as primeiras aplicações de ferramentas robustas de risco no setor elétrico ocorreram no mercado americano. As empresas de energia americana contrataram especialistas do mercado financeiro e adaptaram as já consagradas ferramentas de risco; mas com o tempo perceberam que a realidade financeira apresenta características que a diferenciam das empresas não financeiras. Os autores destacam algumas particularidades sobre risco no mercado de energia; tais como:

- Boa parte dos mercados de energia pode ser classificada como imaturos; ou seja; apresenta estrutura incipiente estando sujeito a mudanças pelo processo de liberalização; podendo em alguns casos ser afetado por intervenção políticas.

- A formação dos preços “direcionadores” (por exemplo; o petróleo) funciona de maneira complexa e os preços futuros geralmente não podem ser representados por uma distribuição normal. Os preços podem apresentar mudanças súbitas; inclusive picos de altas e baixas. Este comportamento é apreendido pela volatilidade que é a principal responsável por risco em contratos no setor.

- Além disto; freqüentemente há uma falta de dados históricos pertinentes sobre os movimentos de preço a prazo e; por conseguinte; as volatilidades futuras e as estimativas precisas das correlações requeridas para metodologias de VaR analíticas não estão disponíveis.

- O fato da eletricidade não poder se armazenar; torna complexa a modelagem da relação entre preços à vista/ a prazo da energia; dinâmica de geração e demanda. Esta situação é distinta para produtos que podem ser fisicamente armazenados; em que o preço à vista e o preço a prazo são acrescidos dos custos de armazenamento.

- Considerando que a variabilidade é dirigida pela dinâmica de mercado; este só pode ser analisado efetivamente modelando a dinâmica física de um mercado regional.

Segundo Morin (1994) e Kraples (2000); a regulamentação pública é o maior componente do risco do negócio (energia); uma vez que pode interferir no retorno (nos ganhos) e nos demais riscos como o legal; de crédito; de mercado e operacional. Portanto; é função da regulamentação garantir a oportunidade de retorno compatível com o investimento para assim manter o bom funcionamento dos serviços e atrair novos investimentos.

Segundo Duarte Jr. (2004); o problema de gerenciamento dos riscos corporativos é delicado; a existência de um único ponto fraco na cadeia do gerenciamento de riscos corporativos de uma instituição é suficiente para levá-la ao colapso. Somente com a implementação de um programa de gerenciamento de riscos corporativos que uma instituição está segura.

Segundo o autor; existem quatro elementos fundamentais para o sucesso na implementação do gerenciamento de riscos corporativos:

- Cultura Corporativa para Riscos;
- Pessoal Qualificado;
- Procedimentos Internos;
- Tecnologia.

### 3 – Setor Elétrico Brasileiro

Após o racionamento de 2001, o setor elétrico brasileiro apresenta hoje um excesso de oferta, as geradoras estão sub-contratadas expostas aos baixos preços do CCEE comprometendo sua receita no longo prazo. A atual disponibilidade de capacidade de produção somada a política de leilões implementada e a evolução dos encargos levaram as geradoras e distribuidoras a sérias dificuldades econômico-financeiras. Segundo o estudo da Tendências Consultoria Integrada (2004), o principal problema do setor elétrico está na insegurança sobre o futuro e na falta de perspectivas, o que compromete o crescimento do parque e a paralisia nos investimentos, podendo comprometer o crescimento econômico do país.

Ainda em Janeiro de 2003, o novo governo que assumia, cria a expectativa de mudanças, que se confirmaram com a edição das medidas provisórias nº. 144 e nº 145 que apresentavam as diretrizes para um novo marco regulatório para o setor elétrico. Após longa negociação com os agentes do setor elétrico e legislativo, as mudanças entraram em vigor em 15 de Março de 2004, com a aprovação das leis nº. 10.847/04 e 10.848/04, que posteriormente foram complementadas pelo decreto nº. 5.163 de 30 de Julho de 2004, que serão detalhados nesta sessão.

O marco foi “construído” sob alguns pilares como a segurança no suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária, o livre acesso, a estabilidade regulatória e a universalização do atendimento.

Segundo Geller (2003), a regulamentação pode ser adotada para aumentar os investimentos, a eficiência ou superar as barreiras à adoção de equipamentos de energia renovável ou sistemas de cogeração.

Ainda segundo o autor, experiências de políticas públicas passadas trazem uma série de lições como:

- As políticas públicas devem ser previsíveis e estáveis para reduzir o risco e a incerteza que os investidores, empresas e consumidores enfrentam. Mantê-las em vigor por mais de dez anos para que se possa garantir um desenvolvimento organizado do setor.
- Adotar acordos voluntários entre governo e setor privado.
- Fazer o planejamento integrado dos recursos energéticos e de transporte e uso de terra para direcionar os investimentos para opções que minimizem os custos sociais e ambientais.
- Aplicar regulamentos ou obrigações a uma adoção generalizada.
- O governo deve criar um ambiente de mercado em que os investidores e as empresas privadas possam inovar, competir e, finalmente, lucrar com seus investimentos.

Na análise do Novo Modelo, podemos destacar os seguintes riscos:

- O consumidor cativo, praticamente, arcará com todos os sobre custos descritos, como já tem ocorrido com os constantes e significativos aumentos de encargos setoriais. A única maneira de reagir seria aumentando a sua elasticidade, seja a própria ou cruzada. Instrumentos como “Demand Side Bidding”, modulação de carga face às condições de mercado, com respectiva exposição ao mercado de curto prazo, ficam inviabilizados com a obrigatoriedade da contratação plena. Com isto, o segundo ótimo fica ainda mais distante do primeiro.

- Observa-se um engessamento na oferta de energia hidrelétrica para o mercado livre, indo na contramão da liberalização potencial de um enorme mercado (consumidores de no mínimo 3 MW,

conectados em tensão igual ou superior a 69Kv). Sobrariam as centrais térmicas, reconhecidamente caras, e a geração distribuída; representada basicamente por PCH's e cogeração. Fica ainda uma série de questões a serem resolvidas, para incentivar essas fontes, como uma apropriada metodologia de custos que valorize a geração distribuída (embebida na rede de distribuição) quando responsável por redução de perdas, melhoria do perfil de tensão, aumento da confiabilidade e deslocamento de investimentos em rede.

- Promove a concentração de decisões no Poder Executivo e, por consequência, o enfraquecimento da ANEEL. Além disso, a EPE, a CCEE, o CMSE e o ONS serão dirigidos por pessoas indicadas pelo governo.

- As leis que regulamentam o Novo Modelo apresentam apenas uma nova estrutura do setor elétrico, deixando a maior parte das novas regras a cargo do MME, criou-se um ambiente de incertezas sobre a estabilidade regulatória a médio e longo prazo, o que poderá afetar o nível de investimento dos agentes privados no setor.

- As geradoras estarão expostas ao risco de inadimplência das distribuidoras, uma vez que várias empresas estão em situação financeira delicada, destacando-se as empresas federalizadas e as garantias oferecidas que podem não ser suficiente. Com a perspectiva de aumento do risco de crédito, os bancos tenderão a elevar os custos de financiamento, o que poderá inviabilizar a expansão do sistema elétrico.

- As distribuidoras também estarão sujeitas a riscos com as exigências sobre a previsão dos mercados com 5 anos de antecedência e contratação da energia necessária, seja esta energia existente, energia nova (com 5 ou 3 anos de antecedência) ou de ajustes (anualmente) via leilões públicos. Os contratos bilaterais firmados pelas empresas com PIE serão respeitados, assim como a obrigatoriedade da aquisição de parte da energia produzida por Itaipu. Assim, para minimizar o risco de penalização por erros de previsão, as distribuidoras tenderão a celebrar contratos de curta duração e, por isso, as geradoras já existentes estarão expostas às variações no mercado cativo das distribuidoras, sob risco de redução de receita.

- Como os preços resultantes desses leilões tenderão a ser diferentes, e os desvios entre o mercado previsto e o realizado serão liquidados no mercado de curto prazo, que é bastante volátil, a distribuidora deverá gerenciar o risco associado à contratação de energia para não prejudicar sua receita.

#### 4 - Regime tarifário para distribuidoras de energia

Antes de iniciar a discorrer sobre os componentes tarifários faz-se necessário o entendimento sobre o processo de remuneração das distribuidoras. Cabe ao Poder Concedente homologar um valor pela prestação de serviço público de energia elétrica, ou seja, homologa a tarifa que pode ser descrita como um documento registrado por uma entidade regulamentada junto a uma agência federal ou estadual. Ele relaciona os valores que a entidade regulamentada cobrará para fornecer o serviço a seus consumidores, bem como os prazos e condições que obedecerá ao fornecer o serviço (DUKE, 2004).

A equação 4.1 representa o que vem a ser o retorno esperado como a resultante das despesas operacionais, da depreciação, dos impostos e taxa de retorno pela base tarifária.

$$RR = E + D + T + (r * RB) \quad (4.1)$$

Onde:

E = Despesas operacionais (incluindo impostos, menos o de renda);

D = Despesa de depreciação;

T = Imposto de renda;

r = Taxa de retorno (porcentagem autorizada para a "concessionária");

RB = Base tarifária (investimento líquido em instalações para servir os consumidores).

Segundo a ANEEL (2005), os consumidores de energia elétrica pagam, um valor correspondente a quantidade de energia elétrica consumida, no período (mês) anterior, estabelecida em kWh (quilowatt-hora) multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medida em R\$/kWh (reais por quilowatt-hora), que corresponde ao preço de um quilowatt consumido em uma hora.

Os contratos de concessão prevêm que as tarifas serão reajustadas por um índice de reajuste tarifário, no caso o IRT que é uma média ponderada entre o IGPM e o índice de variação real dos custos não gerenciáveis (RGR, CCC, CDE, Compensação financeira, Energia, Itaipu, etc.) pela receita permitida; portanto o IRT corresponde á soma de duas parcelas A e B, respectivamente custos externos

não gerenciáveis e custos internos gerenciáveis descontado o fator X de recuperação do ganho de produtividade. A equação 4.2 apresenta a fórmula para o cálculo do reajuste tarifário.

$$IRT = \frac{VPA + VPB * (IVI \pm x)}{RA} \quad (4.2)$$

Onde:

RA = Receita anual, excluído tributos, considerando-se as tarifas vigentes na data de Referência Anterior e “Mercado de Referência ” - composto pela venda física (firme) realizada pelo concessionário no período de referência (12 meses).

VPA = Parcela da receita correspondente aos custos não gerenciáveis (CCC, RGR, CF, TFSEE, Encargos pelo uso da rede básica, Energia, Itaipu, Transporte de conexão do sistema).

VPB = Valor remanescente da receita concessionária após dedução da parcela A, depende da eficácia de gestão empresarial (São eles: Pessoal, Materiais, Serviços terceirizados, Outras despesas e remuneração).

IVI = Índice de reajuste do mercado obtido pela divisão do índice da Fundação Getúlio Vargas IGP-M – indexador dos custos gerenciáveis ou índice que vier a substituí-lo, do mês anterior ao do reajuste em processamento e do mês anterior ao último reajuste.

X = É um número índice definido pelo Poder Concedente, no processo de revisão tarifária .

Com base na fórmula 4.2 considera-se que a parcela A da tarifa corresponde aos riscos não gerenciáveis, já a parcela B e o fator X são variáveis do que interferem no âmbito próprio da distribuição, sendo desdobramentos de uma regulamentação específica que varia em função da performance de cada distribuidora, informações não disponíveis ao pesquisador. Assim, a CVA que tem todos seus valores publicados por resolução ANEEL passa a ser uma excelente fonte para análise acadêmicas, pois as variáveis são públicas e passíveis de análise.

Uma vez conhecido o desenho tarifário vigente, o pesquisador optou por analisar os itens da parcela A da tarifa de fornecimento de energia elétrica, visto que os itens da parcela B não são de domínio público. E mesmo que obtidos não poderiam ser reproduzidos sem a utilização de uma constante, pois têm estes valores são estratégicos para uma distribuidora de energia elétrica. Além disto os itens da parcela A têm apresentado um acréscimo significativo nos últimos anos o que despertou o interesse do pesquisador.

No início do século passado os contratos de concessão já previam a necessidade de um reajuste anual. Desde então muitas foram as alterações sobre processo de reajuste tarifário, mas foi em 14 de Janeiro de 2002 com a portaria interministerial nº.25 que o MME e o Ministério da Fazenda criaram para efeito de cálculo de reajuste da tarifa de energia elétrica a CVA, uma resposta a reivindicação das distribuidoras. O mecanismo criado tem o objetivo de registrar as variações ocorridas no período (de 12 meses) dos valores “referência” do último reajuste/revisão e a diferença registrada é corrigida a SELIC e considerada no reajuste tarifário subsequente. O mecanismo criado sofreu forte influência de uma economia inflacionária, tendo na verdade o princípio de um indexador para os itens não gerenciáveis pelas distribuidoras (parcela A). Segundo a portaria N.º 361/04 os itens que devem ser monitorados para efeito de reajuste são:

- Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional,
- Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional,
- Quota de recolhimento a Quota de Consumo de Combustíveis – CCC,
- Quota de recolhimento a Quota de Desenvolvimento Energético – CDE,
- Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básicas – TUSTRB,
- Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos,
- Encargos de serviços de sistema – ESS,
- Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo as fontes alternativas de Energia Elétrica – Proinfa,
- Custos de aquisição de energia elétrica.

É importante destacar que os itens de custo da “Parcela A” previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica passam a ter reajuste na mesma data do reajuste tarifário; energia dos contratos iniciais, RGR - quota de reserva global de reversão, taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE, Encargos de conexão e encargos do uso do sistema de distribuição

(PORTARIA INTERMINISTERIAL nº 361, 2004), como não são elementos do mecanismo de reajuste (CVA), não serão contemplados nesta pesquisa.

## 5 – Análise das componentes da CVA

A pesquisa enfrentou uma série de dificuldades na construção do modelo para análise, das quais destacam-se:

- Dada as características da tarifa de energia elétrica já apresentadas no capítulo anterior, o pesquisador teve de optar por prever apenas os valores da parcela A, visto que estes são públicos, o que não ocorre com os componentes da parcela B.
- Quanto à base de dados, não existe uma base única de fácil acesso dos itens não gerenciáveis da tarifa de energia; para consolidar as séries históricas foram necessárias inúmeras pesquisas em vários sites.
- Uma vez que a configuração dos encargos da CVA se alterou nos últimos 4 anos é necessário que os resultados obtidos sejam analisados considerando este fato.
- Embora alguns componentes da CVA não sejam aplicáveis a todas as distribuidoras de energia elétrica, para melhor perceber as dimensões da CVA(encargos) e atender a necessidade de imparcialidade da pesquisa, optou-se por trabalhar com valores do SIN como uma única e grande distribuidora.
- Na escolha das ferramentas de trabalho, buscou-se sempre que possível trabalhar com ferramentas de fácil acesso e manuseio; na escolha da melhor ferramenta de projeção dos componentes optou-se pelo Crystal Ball na versão Student; por ser amigável e de fácil acesso, tanto para o meio acadêmico como para o empresarial.
- Na análise da evolução da CVA optou-se por apurar a CVA, trabalhando a tendência e verificando os possíveis impactos financeiros, desembolso. Com base nesta análise foram propostas ações ou ferramentas para mitigação dos riscos detectados. Uma vez que a projeção de alguns componentes da CVA (para um ano tarifário), não atendeu as expectativas, devido ao o nível de aderência da ferramenta, optou-se quando possível por análises conceituais dispensando o cálculo do componente em questão.

Uma vez projetadas as componentes da CVA chegou-se a uma estimativa de um desembolso de R\$ 308.573.493.223,82 referente a cinco das nove componentes de CVA , fica claro que cabe busca pela melhoria na aplicação desta ferramenta (de mitigação de risco) que contribuiriam com melhor desenvolvimento da economia brasileira como um todo.

Na análise dos resultados temos oito componentes de CVA propostas no próximo reajuste. Deste universo o pesquisador obteve dados para a projeção de seis componentes e somente para a componente CCC as ferramentas estatísticas disponíveis não atenderam a necessidade de gerar informações para a melhor gestão do fluxo de caixa, ficando assim claro que a gestão financeira das demais componentes é totalmente possível.

Apesar da característica de “pass thought” dos itens da parcela A, dado os montantes envolvidos na CVA e as desigualdades socioeconômicas dos consumidores do SIN, cabe uma renegociação do instrumento de mitigação de risco das distribuidoras para um molde similar ao da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). A TFSEE tem seu valor reajustado na data de reajuste de cada distribuidora; a renegociação proposta levaria a uma desoneração do consumidor da remuneração do custo de capital atrelado a taxa selic, além de uma simplificação na gestão tarifária no negócio de distribuir energia elétrica.

Por fim, apesar dos componentes da CVA serem classificados como “pass though” o que de fato são, não impede a busca por melhoras ou a utilização de estratégias de hedge.

## 6 – Conclusões

A pesquisa evidenciou que no caso de uma empresa de energia o mais recomendado é a implantação de um programa de gerenciamento de risco, que além de seguro é o mais recomendado para empresas que estão sujeitas a forte interferência política. Ainda sobre as possíveis estratégias de hedge todas as estratégias utilizadas no mercado de energia são facilmente aplicáveis na mitigação de risco para o mercado de contratação de demanda. A principal estratégia de hedge aplicável ao regime tarifário é a CVA, uma solução simples negociada junto ao órgão regulador, mas que está em contínua atualização.

Nesta fase da revisão ficou evidente a diferenciação entre os métodos aplicados por empresas financeiras e por empresas não financeiras (conforme apresentado no capítulo 2 e anexo A), no entanto, isso não significa que os métodos financeiros devam ser refutados, podendo sim, ser incrementados para uma melhor aplicação em função da realidade analisada e dos dados (confiáveis e de alta frequência) disponíveis para a construção do modelo, desde que manipulado por pessoal capacitado. Considerando que grande parte das empresas de energia atuam em mercados imaturos, cuja estrutura sofreu alterações que interferiram na base histórica, a análise por meio de ferramentas como o VaR devem ser descartadas pela restrição da base de dados. Quanto a aplicação do VaR vale ressaltar todas as considerações apresentadas no anexo A.

Ainda sobre as empresas de energia, as particularidades devem ser respeitadas para a maior aderência do método, evitando assim decisões baseadas em valores não representativos da real exposição ao risco. A pesquisa também abordou o conceito e estratégias de Hedge utilizadas no setor elétrico, já que a gestão de risco só tem como princípio a ação de proteção.

Conforme apresentado no capítulo 3 o setor não possuía um histórico de gestão e mitigação de riscos, na fase estatal tal afirmação é flagrante. Com a privatização o cenário começa a se alterar e tem início a busca pela transparência, uma exigência que a própria realidade regulatória imposta aos agentes. Na análise do novo modelo os principais riscos identificados estão associados a centralização das diretrizes setor no âmbito governo, no enfraquecimento da Agência reguladora e nas incertezas geradas por pontos ainda não regulados e de responsabilidade do MME. O texto apresentado busca auxiliar futuras pesquisas no conhecimento e entendimento do setor elétrico, além de ser uma base de consulta clara e confiável da organização do setor elétrico brasileiro, e do atual modelo regulatório vigente trazendo a discussão sobre os riscos associados ao “novo modelo” de forma isenta.

Buscando complementar a regulamentação de comercialização o capítulo 4 traz o arcabouço regulatório referente ao regime tarifário vigente no Brasil. Apresentando os diferentes processos do ciclo tarifário, revisão e reajuste, além da ferramenta construída pelo setor, na busca por mitigar riscos oriundos de uma cultura inflacionária, a Conta de Variação dos itens da parcela A - CVA. Ferramenta esta salutar aos interesses das distribuidoras, visto que todo o risco ou ônus foi delegado aos consumidores cativos, onerados de forma diferenciada, em função da data de reajuste da distribuidora a que está conectado. Fato que põem em cheque a ferramenta.

A forma, como o assunto foi tratado, abre frentes para o desenvolvimento de novos trabalhos semelhantes, sendo este, um dos objetivos implícitos desta dissertação.

As conclusões aqui obtidas, podem e devem colaborar para a popularização da gestão de risco no setor elétrico, motivando novos pesquisadores a trabalhos futuros, nessa área. Certamente, as conclusões, a respeito deste trabalho, podem ir além das contidas neste capítulo. A cada leitura, a cada análise, a cada discussão, muitas outras conclusões relevantes podem ser obtidas.

Embora a gestão de risco seja uma realidade necessária, nas publicações encontradas indicam grande parte das distribuidoras no Brasil, ainda se encontram em estágios embrionários na incorporação da gestão de risco em suas atividades cotidianas.

As melhorias percebidas partem da necessidade de se adequar a demandas originadas em outros setores da economia. Portanto este trabalho contribui na disseminação das boas práticas de gestão de risco para o setor elétrico.

Um dos objetivos não explícitos neste trabalho, certamente, é o estímulo à pesquisa nessa área. Embora a protosta da pesquisa tenha sido atendida e as conclusões tenham sido apresentadas, ainda existe muito a se explorar, o que motiva, e muito, futuros pesquisadores. As recomendações para trabalhos futuros notadas até a etapa conclusiva desta dissertação, são as seguintes:

- Realização de estudos comparativos entre duas distribuidoras uma com data de reajuste em fevereiro e outra em julho para apresentar o efeito da remuneração ao longo de um ciclo entre revisões tarifárias.
- Um aprofundamento no estudo do mecanismo de remuneração das distribuidoras, com base nos métodos de remuneração existentes realizar uma comparação dos resultados obtidos e dos possíveis resultados obtidos com os demais métodos de remuneração pesquisados.
- É interessante um novo estudo sobre o mesmo problema, com a aplicação de otimização para a proposta de uma nova forma de incorporar os encargos na tarifa nas datas de reajustes de cada distribuidora. Podendo também analisar o impacto dos encargos na curva de elasticidade do produto energia elétrica.

Apesar da aparente dificuldade de interação de assuntos, como gestão de risco, setor elétrico, regulação e ferramentas de simulação, a pesquisa apresentada buscou conhecer e projetar um caso de



gestão de risco para uma distribuidora de energia elétrica utilizando ferramentas disponíveis, de fácil acesso e consolidadas.

A proposta inicial se mostrou desafiadora, porém factível. O desenvolvimento da pesquisa deixou flagrante que a gestão de risco em empresas de energia que atuam no mercado brasileiro demandam maior atenção, pesquisas e mão de obra especializada. A conclusão, no em tanto, é clara quanto a necessidade de desdobramento da presente pesquisa. Por fim, o legado desta pesquisa são os registros das sugestões e conclusões construídas e registradas neste documento durante dois anos de pesquisa e nos projetos desenvolvidos para o setor elétrico brasileiro.

### Referências Bibliográficas

COSTA, P.H.S.; BAIDY, T.K.N.; Método de medição de risco de mercado: um estudo comparativo, Produção, vol.13, nº 3, 2003.

DUARTE Jr., A M, A Importância do Gerenciamento de Riscos Corporativos, Documento técnico disponível na home page: [www.unibanco.com.br](http://www.unibanco.com.br) acessado em 10 de agosto de 2004.

DUKE, Duke Energy, informações técnicas obtidas no site: <http://www.duke.com.br> acessado em 17 de Setembro de 2004.

GELLER H.S. Revolução Energética – Políticas para uma futuro sustentável, USAid, Rio de Janeiro, 2003.

HENNEY, A, KERS, G. Managing Total Corporate Electricity/Energy Market Risks, Journal of electricity, Elsevier Science Inc., 1998.

KRAPELS, E..N., Electricity trading and hedging. Risk Books, Energy security analysis (ESAI), Washington, 2000.

MATOS, E.B. Análise e Gerenciamento de Riscos, Gestão do Risco de Taxa de Juros em Trading e do Capital sob Risco. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1998.

MORIM, R.A. Regulatory Finance: Utilities' cost of capital, Public Utilities Reports, Inc; 1ª Edition; Arlington, Virginia; 1994.

PISKE, I. Ferramenta de Apoio à Decisão em Análise de Investimentos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 1998.

SAUNDERS, A. Financial Institutions Management: A Modern Perspective, Homewood, IL: Irwin, 1996.

TENDÊCIA, Consultoria Integrada, Setor Elétrico Brasileiro: Crise e suas causas cenários de crescimento e os requisitos para que ocorram os investimentos necessários, Editora Parma, São Paulo, 2ª edição, 2003.

WANDERLEY, A.V. M. An Instrument of Information Macropolicy. Conception of a Business Intelligence System for the Management of Engeneering Investments. Dissertação DEA em Information Scientifique et Technique no CRRM, Université Aix-Marseille III, França, 1998.