

Redução de custos no gerenciamento de energia elétrica: otimização da demanda contratada por unidades consumidoras de alta tensão

Artigo a ser submetido ao periódico *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*

Renato Georgiadis Rosiak – UFRGS – Engenharia de Produção
renatorosiak@hotmail.com

José Luis Duarte Ribeiro – UFRGS – Engenharia de Produção
ribeiro@producao.urgs.br

Resumo

Este artigo propõe um método para otimização do valor da demanda contratada de energia elétrica para unidades consumidoras de alta tensão, o qual tem como objetivo reduzir os custos associados a esse insumo. O trabalho foi desenvolvido a partir da combinação de técnicas de previsão quantitativa, ajuste qualitativo e otimização numérica envolvendo simulação financeira, cuja integração permite encontrar a demanda contratada que gera o menor custo esperado em um horizonte de 12 meses. Após estudar o caso de três unidades consumidoras de portes distintos, foram identificadas reduções de custo potenciais entre 0,60% e 8,18%, devido ao superdimensionamento dos valores atualmente contratados. O método proposto diferencia-se de outras abordagens encontradas na literatura, pois visa reduzir o custo com as demandas futuras da unidade consumidora, enquanto a maioria dos outros métodos determina a demanda contratada que teria gerado o menor custo no passado, informação de menor utilidade do ponto de vista gerencial.

Palavras-chave: demanda contratada de energia elétrica, gerenciamento de energia elétrica, engenharia econômica.

Abstract

This paper proposes a method for optimizing the electrical energy contracted capacity of large consumers, which aims to reduce the costs associated with this resource. The study was developed through the combination of techniques such as quantitative forecasting, qualitative adjustment and numerical optimization involving financial simulation, whose integration enables finding the contracted capacity that generates the lowest expected cost in a 12-month perspective. Three consumers of different sizes were analyzed, revealing potential savings between 0.60% and 8.18%, due to overestimation of the values currently contracted. The proposed method differs from other approaches presented in the literature since it aims to reduce the cost of the upcoming capacities of the consumer unit, while most of other methods estimate the contracted demand that would have generated the lowest cost in the past, which is a less useful information from the management viewpoint.

Key-words: electrical energy contracted capacity, electrical energy management, economic engineering.

1. Introdução

De acordo com Porter (2008), em setores onde a competição dá-se por liderança em custo, a disputa pode ser perigosa para a rentabilidade da organização, já que "a concorrência por preços

transfere os lucros de uma indústria para seus próprios consumidores". Além disso, a competição continua ao passo que os competidores conseguem facilmente perceber as ações dos concorrentes sobre os preços e replicá-las. Tendo em vista que a opinião do consumidor é influenciada pelo preço final, deve-se buscar continuamente novas soluções para a redução dos custos, visto que a diferença no preço final pode ser, para o cliente, o limiar da decisão de compra com uma ou outra empresa.

Conforme Ballou (2001), o departamento de compras é aquele cuja incumbência é a compra de matérias-primas, suprimentos e componentes para a empresa. Uma vez que o montante despendido com insumos pode representar uma importante parcela na formação do custo do produto final, proventos relacionados à função de compras podem ser fundamentais para o sucesso financeiro da corporação. Dentre as responsabilidades de um departamento de compras, está a negociação de contratos (BALLOU, 2001), que implica em compromissos legais atrelados a variados fatores, como valores contratados, período de suprimento, prazos, multas e rescisão, que podem trazer danos à operação e às finanças da empresa se forem mal avaliados.

No que diz respeito ao mercado de energia elétrica, os consumidores de alta tensão (grupo A) devem determinar, através de contratos bilaterais com a distribuidora local, a demanda de potência ativa contratada. A demanda contratada, expressa em quilowatts (kW), é a potência ativa para a qual a rede da distribuidora deve estar disponível a fim de atender à necessidade da unidade consumidora. Seus valores e seu período de vigência são firmados em contrato, e o seu faturamento se dará sendo ela utilizada integralmente ou não, mediante tarifação regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Salienta-se que a fatura de energia elétrica para consumidores de alta tensão é diferente do que a dos de baixa tensão (residencial, por exemplo): estes tem apenas seu consumo de energia faturado (kWh ou MWh), enquanto aqueles são cobrados tanto pelo consumo quanto pela demanda (ANEEL, 2010).

O questionamento central deste trabalho é acerca da demanda ótima a ser contratada, visto que existe um claro *trade-off* na sua determinação: caso a unidade consumidora contrate um valor pequeno e a demanda medida for 5% superior à demanda contratada, cobra-se uma multa por ultrapassagem equivalente a 2 vezes a tarifa de R\$/kW (ANEEL, 2010); por outro lado, caso a unidade consumidora contrate um valor grande para a demanda, tem-se a ideia de que ela está bem dimensionada, quando, na realidade, montantes excedentes que não são consumidos estão sendo faturados da mesma forma (TSAY *et al.*, 2001; BOTH e BREIER, 2011; BARROS *et al.*, 2010). Portanto, a otimização da demanda contratada, levando em conta potenciais multas e excessos, conduz à minimização da fatura de energia elétrica e impacta positivamente nos custos da organização.

O objetivo do trabalho é apresentar um método de otimização da demanda contratada que leve em consideração a formulação financeira de potenciais multas e excessos ocasionados pela

definição do valor de contrato. Baseado em dados históricos e em eventuais alterações futuras na potência ativa requisitada pela unidade consumidora, o modelo incorpora previsão quantitativa, ajuste qualitativo e otimização numérica envolvendo simulação financeira para determinar a demanda ótima a ser contratada, considerada como aquela que minimiza os custos esperados com demanda de energia elétrica para uma unidade consumidora de alta tensão.

O trabalho justifica-se pela possibilidade de redução de custos no gerenciamento de energia elétrica ao compreender o problema financeiro da melhor demanda a contratar. Em atividades industriais como as químicas e as metalúrgicas, a energia elétrica pode ter grande incidência sobre os custos totais de produção (LEE e CHEN, 2006), ressaltando a importância de um bom gerenciamento deste insumo. Além disso, segundo estudo da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro - FIRJAN (2011), a tarifa média da energia elétrica para a indústria brasileira é de R\$ 329,00 por MWh, quando uma média calculada para outros 27 países chega a apenas R\$ 215,50 por MWh. Quando comparada aos países do BRIC (acrônimo de Brasil, Rússia, Índia e China), a tarifa nacional supera em 134% às das outras nações.

Na seção 2, será apresentada a revisão bibliográfica dos tópicos abordados, como contratação de demanda de energia elétrica e métodos de otimização da demanda contratada. Na seção 3, estrutura-se a metodologia para aplicação do modelo de otimização da demanda contratada. Por sua vez, a seção 4 apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia para o contexto das unidades consumidoras em análise, enquanto a seção 5 oferece conclusões e observações acerca dos resultados do trabalho.

2. Referencial teórico

A seção 2.1 apresenta as características e os limites do problema da contratação de demanda, considerando a regulação exercida pela ANEEL e suas resoluções no cenário brasileiro. A seção 2.2 apresenta os principais trabalhos sobre otimização da demanda contratada encontrados na literatura.

2.1. Contratação de demanda de energia elétrica

Segundo as condições gerais de fornecimento de energia elétrica relatadas pela Resolução Normativa nº 414 (ANEEL, 2010), formam o grupo A de fornecimento as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou ligadas através de sistema subterrâneo de distribuição. O grupo A é caracterizado pela aplicação de tarifa binômica de fornecimento, na qual o faturamento da energia elétrica é calculado a partir de preços para o consumo (R\$/MWh) e para a demanda (R\$/kW). O grupo B inclui unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV -

como residencial, rural, demais classes e iluminação pública -, e a cobrança de energia elétrica é monômnia, dada apenas em relação ao consumo (MWh).

2.1.1. Estruturas tarifárias

As tarifas para o grupo A são aplicadas de acordo com dois quesitos: nível de tensão (subgrupo) e modalidade tarifária. Os subgrupos do grupo tarifário A indicam o nível de tensão ao qual fábrica está conectada, o qual pode variar de 2,3 kV a 230 kV (do subgrupo A4 ao A1). As modalidades tarifárias, por sua vez, dividem-se em três: convencional, horossazonal azul e horossazonal verde. O primeiro caso é o mais simples, no qual há apenas uma tarifa aplicada sobre o consumo (R\$/MWh) e uma tarifa aplicada sobre a demanda (R\$/kW), independentemente das horas de utilização do dia (SCARABELLOT, 2009).

As modalidades horossazonais decompõem as horas do dia em dois postos tarifários (*time-of-use*, na literatura em inglês), visando um consumo mais inteligente de energia. O posto tarifário denominado *ponta* corresponde a um intervalo de três horas em que existe um pico na necessidade de energia, geralmente ao final do dia, e apresenta tarifas mais elevadas, de modo a motivar uma menor utilização nesse período mais congestionado das redes. A determinação do período de *ponta* cabe a cada distribuidora, mas ocorre geralmente das 18h às 21h no Brasil (BAGATTOLI, 2012). O período chamado de *fora ponta* engloba o restante do tempo. A Resolução Normativa 414 (ANEEL, 2010) estabelece ainda os critérios de enquadramento das unidades consumidoras em cada uma das modalidades tarifárias. A Tabela 1 ilustra as distinções de tarifas entre as modalidades possíveis para consumidores do grupo A.

	Convencional	Verde	Azul
Demanda (kW)	Única	Única	Ponta
			Fora Ponta
Consumo (MWh)	Única	Ponta	Ponta
		Fora Ponta	Fora Ponta

Tabela 1 - Modalidades tarifárias para consumidores do grupo A (BARROS *et al.*, 2010)

2.1.2. Faturamento e medição de demanda

O faturamento de demanda é realizado mensalmente com base nas medições dos registradores da distribuidora na unidade consumidora, os quais aplicam um intervalo de 15 minutos entre cada verificação. Segundo conceito da Resolução Normativa 414 (ANEEL, 2010), a demanda medida de um mês é a "maior demanda de potência, verificada por medição, integralizada em

intervalos de 15 minutos, durante o período de faturamento". Para efeito de faturamento, a demanda medida no mês é checada frente à demanda contratada em cada posto tarifário (se houver), segundo regras a seguir (adaptado de ANEEL, 2010), onde DM é a demanda medida e DC é a demanda contratada.

- se $DM \leq DC$, fatura-se a demanda contratada;
- se $DC < DM \leq 1,05 \times DC$, fatura-se a demanda medida;
- se $DM > 1,05 \times DC$, fatura-se a demanda medida, além de multa por ultrapassagem, correspondente a duas vezes a tarifa regular multiplicada pelo montante excedido.

2.1.3. Alteração da demanda contratada

Os procedimentos são distintos para aumento e para redução da demanda atualmente contratada, os quais estão sintetizados na Tabela 2. Para incremento da demanda contratada, a distribuidora local pode confirmar imediatamente a solicitação, desde que haja disponibilidade de potência na rede para atender à nova necessidade. Se o acréscimo na demanda anteriormente contratada for superior a 5%, a unidade consumidora tem direito a 3 ciclos de faturamento tratados como período de testes. Durante essa ocasião, será faturada a demanda medida, e novos acréscimos de demanda podem ser solicitados. Por outro lado, a redução da demanda testada pode ser de até 50% do valor adicionado, devendo resultar ainda em um montante final contratado superior a 105% da demanda previamente contratada. No caso de redução da demanda contratada, exige-se que a unidade consumidora realize o pedido por escrito e com antecedência mínima de 180 dias. Além disso, não é permitida mais de uma redução de demanda contratada durante um período de 12 meses, e não há aplicação do período de testes.

	Atendimento	Período de teste	Limitações
Aumento	Imediato, se disponível	Sim, se 5% superior	Redução de 50% do aumento, desde que permaneça superior a 105% da demanda anterior.
Redução	180 dias de carência	Não	Antecedência mínima de 180 dias; Apenas uma redução em 12 meses.

Tabela 2 - Síntese das regras de alteração da demanda contratada (autoria própria)

2.2. Métodos de otimização da demanda contratada

Apesar das diferenças regulatórias entre países, é semelhante a formulação do custo com demanda, decompondo-o em: i) "básico" ou "contrato" (faturamento do montante contratado); e ii)

"penalidades" (cobrança de multa por ultrapassagem). Além disso, a existência de postos tarifários é levada em consideração em vários trabalhos, e igualmente não causa complicações à formulação e à resolução do problema. A utilização de dados históricos das demandas registradas mensalmente também é intrínseca a todas as metodologias propostas, sendo enfatizada sua importância (OLIVEIRA *et al.*, 2006; FERNÁNDEZ *et al.*, 2013) para a qualidade da solução.

Partindo do fato de que o problema de otimização da demanda contratada oferece complexa formulação objetivo, principalmente acerca do cálculo da multa por ultrapassagem, métodos como o do gradiente e a programação não linear apresentam dificuldade na sua resolução (TSAY *et al.*, 2001). A programação evolutiva (PE), uma das técnicas de inteligência artificial (IA) com mecanismo de otimização aleatório, foi utilizada por Tsay *et al.* (2001) afim de encontrar o valor ótimo a contratar para quatro empresas. Organizada em quatro etapas (iniciação e reprodução, mutação, competição, seleção e reprodução), a PE difere dos métodos tradicionais de otimização, uma vez que utiliza probabilidade para selecionar indivíduos e reproduzir novas gerações. A metodologia mostrou-se eficaz para as unidades analisadas, reduzindo de 2% a 4% seus custos com demanda.

A Moderna Teoria Financeira é utilizada por Oliveira *et al.* (2006) para encontrar o nível ótimo de contratação de demanda, dada a semelhança entre a fatura de energia elétrica e a teoria das opções financeiras. Emprega-se, para a componente de custo relacionada à multa por ultrapassagem, o produto derivado *Lookback Put Option*, cuja compensação depende do preço máximo do ativo realizado durante a vida da opção. A metodologia afirma a necessidade de se trabalhar com uma razoável quantidade de dados históricos acerca do comportamento da demanda da unidade consumidora. Assumindo que as demandas registradas seguem distribuição log-normal, Oliveira *et al.* (2006) definem o montante ótimo a contratar conforme a Equação 1:

$$C_D = D_\mu \times e^{\sigma_L \times N^{-1} \times (1 - \frac{T_D}{T_S})} \quad (1)$$

Onde:

C_D é a demanda ótima a contratar (kW);

D_μ é a média logarítmica das demandas registradas;

σ_L é o desvio-padrão das demandas registradas;

N é o número de demandas registradas;

T_D é a tarifa de demanda contratada (R\$/kW); e

T_S é a tarifa de ultrapassagem de demanda (R\$/kW).

Comparada à anteriormente contratada, a demanda proposta traz redução de custos para os dois estudos de caso apresentados no trabalho de Oliveira *et al.* (2006). A principal ressalva feita pelos autores é de que a eficiência do método é inversamente proporcional à variação das demandas registradas.

A partir do estudo de caso de uma empresa do setor calçadista, Both e Breier (2011) estruturaram o trabalho de otimização da demanda contratada em duas etapas. Na primeira fase, cada subsistema de consumo de energia da fábrica foi aferido no que diz respeito à potência e à quantidade de máquinas, sazonalizados ainda em dois períodos no ano. No segundo momento, os custos com demanda foram calculados para a atualmente contratada e para a proposta, validando a redução de custos idealizada pelos autores.

Both e Breier (2011) utilizaram dois fatores que visam tornar o modelo da instalação mais realista. O fator de potência mínimo da legislação vigente brasileira (0,92) foi inserido no cálculo da demanda final provável (D_f), bem como um fator de demanda administrativo, o qual indica a porcentagem de demanda consumida pelos setores administrativos da empresa. A metodologia proposta para a empresa em estudo indicou economia potencial equivalente a 54% dos custos com demanda para os quatro anos observados. Esse método de otimização de demanda tem como vantagem a sua fácil aplicação, visto que busca a solução de forma analítica e que pode ser aplicado com auxílio de planilhas eletrônicas apenas. A determinação da demanda final provável pode ser útil para novas unidades consumidoras, as quais não possuem dados históricos, uma vez que o sistema de consumo da fábrica é modelado simplesmente de acordo com a potência e a quantidade das máquinas do setor de manufatura.

Chen e Liao (2011) introduzem a programação linear (PL) para a resolução do problema da melhor demanda a contratar, e argumentam que pode ser encontrada uma solução ótima global mais rapidamente com esse método do que com as abordagens meta-heurísticas, como algoritmo genético (AG) e *particle swarm optimization* (PSO). A expressão que representa os custos com demanda é do tipo não linear, mas variáveis são adicionadas de modo a torná-la linear e resolúvel por PL. Após o estudo de caso em 4 unidades industriais, destacam-se como diferenciais positivos do procedimento por PL proposto por Chen e Liao (2011) uma resolução mais ágil e a garantia de obtenção da solução ótima, enquanto outras abordagens podem requerer milhares de iterações para alcançar uma solução apenas aproximada.

Além da PSO, também empregada nos trabalhos de Chen *et al.* (2009), Chuang *et al.* (2011) e na adaptação de Lee e Chen (2006), Hwang *et al.* (2009) propõem a *cat swarm optimization* (CSO) para o problema da melhor demanda a contratar, cujos resultados mostram-se superiores àqueles obtidos pela PSO. Segundo os resultados experimentais de Hwang *et al.* (2009), a CSO apresenta convergência mais rápida que a PSO em número de interações. Ademais, foi verificada melhor performance da CSO em encontrar a solução ótima global analisando o erro quadrático médio (0,0273% para CSO, enquanto 0,2438% para PSO).

Lee e Chen (2006) adicionam ao método de *particle swarm optimization* um novo índice, chamado de *iteration best*, afim de aumentar a qualidade da sua solução e a sua eficiência

computacional, resultando no algoritmo denominado *iteration particle swarm optimization* (IPSO). Na mesma linha que Chen e Liao (2011), Lee e Chen (2006) alegam que os recentes métodos de inteligência artificial (IA), como algoritmos genéticos (AG), programação evolutiva (PE) e recozimento, geralmente fornecem uma solução apenas razoável, além de exigir tempos computacionais maiores. Lee e Chen (2006) ainda acrescentam que os métodos de IA podem apresentar convergência prematura a mínimos locais e difícil codificação do problema.

A OIPS apresentou custo total de demanda apenas levemente inferior a dois outros algoritmos de AG e PE, mas o tempo computacional médio requerido foi menos do que a metade do período exigido em relação às outras metodologias. Com um maior número de partículas e de iterações, pode-se incrementar a qualidade da solução da OIPS, apesar de aumentar seu tempo computacional.

Uma combinação entre métodos de previsão e de otimização numérica é apresentada por Chuang *et al.* (2011) para a resolução do problema da melhor demanda a contratar. Composto por duas etapas, a metodologia consiste em prever as demandas máximas no médio prazo (um ano), de modo que estas sejam o *input* do problema de minimização - visto que apenas um valor de demanda será o contratado para o período. Salienta-se que a previsão de demanda de energia elétrica (potência, em kW) é mais comumente denominada previsão de carga (*load forecasting*, na literatura em inglês).

As técnicas de previsão de carga podem ser divididas em: i) causais e econométricos; ii) temporais; e iii) métodos de inteligência artificial, como redes neurais, máquinas de vetor de suporte (FEINBERG e GENETHLIOU, 2005). Apesar dos diferentes tipos, a identificação do modelo mais adequado a uma situação específica é uma tarefa difícil, devido aos complexos padrões de demanda de energia elétrica, influenciada por fatores sociais, ambientais, técnicos, climáticos, entre outros (ALMESHAI e SOLTAN, 2011). Na metodologia proposta, Chuang *et al.* (2011) estruturam um método de previsão causal baseado em três variáveis de influências sobre a carga máxima: temperatura, número de dias de trabalho e quantidade de empregados. Dois métodos de regressão foram avaliados na determinação dos coeficientes que acompanham cada uma das três variáveis, identificando o melhor modelo dados os erros percentuais absolutos médios.

Como método de otimização, Chuang *et al.* (2011), assim como Hwang *et al.* (2009), Chen *et al.* (2009) e Lee e Chen (2006), adotam o PSO. Entretanto, no seu trabalho, a otimização tem como entrada a previsão de demanda para os meses futuros, não fazendo uso direto do histórico das demandas registradas (as quais foram anteriormente utilizadas para gerar a previsão). Chuang *et al.* (2011) também citam uma maior facilidade de implementação e um menor número de parâmetros a ajustar como vantagens dessa técnica de PE frente aos AG, além de não requerer que a função a

otimizar seja contínua ou derivável como exigem os métodos de gradiente, como indicado também por Tsay *et al.* (2001).

Se comparado ao valor anteriormente contratado, a demanda proposta por Chuang *et al.* (2011) apresentou economias de 10% a 30%. Uma importante ressalva do trabalho é a inclusão da restrição de custo de ampliação da rede de distribuição na função objetivo. Caso não haja disponibilidade de potência para atender ao incremento solicitado, o investimento com ampliação da capacidade da rede de distribuição pode ter que ser rateado entre consumidor e distribuidora local.

Assim como proposto por Chuang *et al.* (2011), previsão estatística e otimização multivariada também são combinadas por Fernández *et al.* (2013). A diferença essencial entre os dois estudos é que Chuang *et al.* (2011) haviam proposto primeiramente a previsão de carga para períodos futuros, enquanto Fernández *et al.* (2013) iniciam com uma determinação *a posteriori* do montante ótimo contratado, antes de aplicar ferramentas de previsão sobre esses valores encontrados. A segunda etapa da metodologia busca, então, um valor de demanda para a situação futura através do uso de técnicas estatísticas de previsão, como média simples, suavização exponencial e método de Holt.

A previsão de séries temporais aplicada por Fernández *et al.* (2013) limita-se a situações em que não são cogitadas expansões ou reduções consideráveis na potência da instalação, uma vez que não possui a entrada desse tipo de informação subjetiva. Além disso, sugere-se que o método seja aplicado com, no mínimo, dois anos de dados históricos; caso não seja possível, a técnica de previsão utilizada deve ser a média simples. Havendo informação suficiente, a suavização exponencial é recomendada quando se desejar dar menos importância aos dados antigos, enquanto o método de Holt é aconselhado caso seja identificada tendência linear.

3. Procedimentos metodológicos

O tema de contratação da demanda tem formulação semelhante em diversos setores de energia elétrica, e não há restrições na aplicação do método proposto no que diz respeito a diferentes estruturas tarifárias e à existência de postos tarifários. Também se ressalta que não há qualquer impeditivo de se aplicar o método proposto neste artigo em outras distribuidoras de energia elétrica presentes no País, dada a regulação isonômica exercida pela ANEEL, havendo distinção somente no valor das tarifas designadas à cobrança por cada concessionária.

Esta pesquisa é de natureza aplicada, uma vez que gera conhecimento voltado para aplicação prática e resolução de um problema específico. Sua abordagem é essencialmente quantitativa, apesar de incorporar a opinião de especialistas para ajuste da previsão de carga. O método proposto

possui caráter explicativo, já que modela a demanda ótima a contratar através da formulação do problema com suas especificidades técnicas e financeiras. Quanto aos procedimentos, esta pesquisa caracteriza-se como estudo de caso, visto que se analisa de forma externa um problema comum a várias empresas.

Dado o problema de definir a demanda ótima a ser contratada, o método proposto neste artigo combina previsão quantitativa, ajuste qualitativo e otimização numérica envolvendo simulação financeira na sua implementação. Vale observar que dados de medição e faturamento de demanda coletados nas faturas das unidades consumidoras são essenciais para implementação do método proposto. O método proposto consiste em quatro etapas (vide Figura 1), descritas nessa seção: i) previsão de carga; ii) ajuste qualitativo; iii) formulação financeira do problema da demanda ótima; iv) aplicação da formulação financeira e definição da demanda ótima.

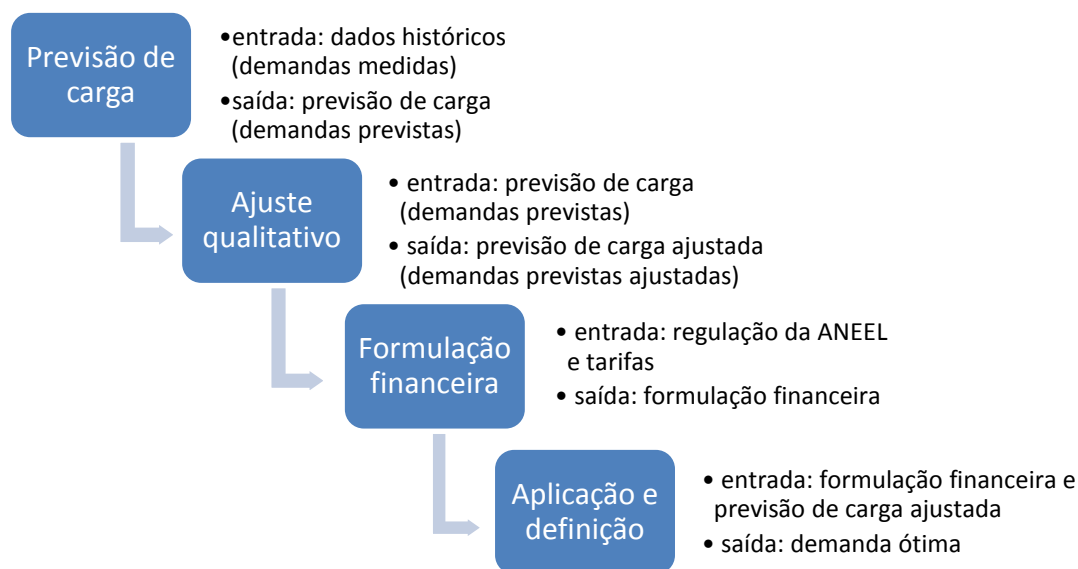


Figura 1 - As quatro etapas do método proposto e suas respectivas entradas e saídas.

A primeira etapa inicia com uma previsão de carga para a unidade consumidora no horizonte de 12 meses, período definido considerando as circunstâncias regulatórias no Brasil. Nesta etapa, é enfatizada a abordagem temporal das ferramentas de previsão, cujos modelos podem ter suas capacidades testadas através de indicadores como o MAPE (erro percentual absoluto médio, em português). Conforme Slack *et al.* (2008), dois dos métodos mais tradicionais baseados em séries temporais são as previsões de média móvel e as previsões com suavização exponencial. Por outro lado, Ballou (2004) defende a classe de modelos de decomposição clássica quanto à facilidade de cálculos e à ampla aprovação mantida ao longo dos anos. A eficiência de cada modelo está relacionada ao seu princípio de funcionamento e às características dos dados em análise.

Projetos de expansão ou de redução da capacidade instalada do sistema produtivo não estão presentes nas séries temporais dos métodos de previsão e devem ser levados em consideração, visto

que alteram diretamente a potência de energia elétrica exigida pela unidade consumidora. Dessa forma, a segunda etapa do método busca inserir conhecimento subjetivo através de ajustes qualitativos por opinião de especialistas, procedimento já difundido junto às previsões quantitativas (WERNER e RIBEIRO, 2006). Identificando os responsáveis por infraestrutura ou por planejamento e controle da produção (PCP) nas empresas em estudo, é possível questioná-los, através de entrevista semiestruturada, em relação às expectativas da capacidade instalada e ao planejamento futuro da produção no horizonte de 12 meses. Buscando quantificar as expectativas dos entrevistados, pode-se ajustar as demandas previstas pelo modelo de previsão, conforme a Equação 2.

$$F_i = f_i \times a_i \quad (2)$$

Onde:

f_i é a demanda prevista para o mês i (kW);

a_i é o ajuste qualitativo para o mês i ;

F_i é a demanda prevista ajustada para o mês i (kW);

$i = 1, 2, \dots, 12$ são os meses do horizonte de previsão.

A terceira etapa do método proposto consiste em estabelecer a formulação financeira do problema de demanda ótima a ser contratada, vinculando contratação, medição, tarifa regular e multa por ultrapassagem. Para um posto tarifário qualquer, no horizonte de 12 meses, a Equação 3 demonstra a função objetivo, que visa minimizar o custo esperado com demanda (CD), enquanto as Equações 4 e 5 apresentam, respectivamente, o custo com contrato (CC) e a multa por ultrapassagem (MU).

$$\text{Min } CD = \sum_{i=1}^{12} (CC + MU) \quad (3)$$

$$CC = \begin{cases} \sum_{i=1}^{12} DC \times t, & \text{se } DM \leq DC \\ \sum_{i=1}^{12} DM \times t, & \text{se } DM > DC \end{cases} \quad (4)$$

$$MU = \begin{cases} 0, & \text{se } DM \leq 1,05 \times DC \\ \sum_{i=1}^{12} (DM - DC) \times t, & \text{se } DM > 1,05 \times DC \end{cases} \quad (5)$$

Onde:

DC é a demanda contratada (kW);

DM é a demanda medida (kW);

t é a tarifa no posto tarifário (R\$/kW).

Na quarta e última fase, o método proposto neste trabalho emprega otimização numérica (utilizando o complemento Solver do software Microsoft Excel) e simulação financeira sobre as demandas previstas ajustadas para encontrar a demanda ótima a ser contratada no horizonte de 12 meses. A validação do método ocorre pela comparação entre os custos esperados com a demanda atualmente contratada e os custos esperados com a demanda ótima proposta pelo método, para cada uma das diferentes unidades consumidoras. A metodologia será satisfatória se a demanda ótima encontrada apresentar uma redução potencial em relação aos custos esperados com a demanda atualmente contratada.

4. Aplicação e resultados

Para aplicação e validação do método apresentado, são consideradas três unidades consumidoras com portes distintos, mas que possuem estruturas tarifárias idênticas e estão conectadas à rede da mesma distribuidora. As tarifas impostas a essas unidades consumidoras estão enquadradas na estrutura tarifária 'horossazonal azul - subgrupo A2', conforme Resolução Homologatória nº 1.507 da ANEEL, a qual define os valores cobrados pela distribuidora local no período entre 8 de abril de 2013 a 7 de abril de 2014. A Tabela 3 indica as unidades consumidoras em estudo e suas demandas contratadas em cada posto tarifário.

Unidade consumidora	Demanda contratada (kW)	
	Ponta	Fora Ponta
A	6.100	7.420
B	12.350	13.400
C	39.500	41.000

Tabela 3 - Unidades consumidoras e suas demandas contratadas em cada posto tarifário

Como já salientado no referencial teórico do presente trabalho, não há diferenças na aplicação de metodologias de otimização de demanda contratada no que tange a existência de diferentes postos tarifários (ponta e fora ponta). De forma a evitar um volume excessivo de informações, a presente metodologia é aplicada somente sobre o posto tarifário fora ponta das unidades consumidoras A, B e C.

4.1. Previsão de carga

A partir das demandas medidas de cada unidade consumidora referentes a 36 meses, foram testadas as performances dos seguintes modelos de previsão: suavização exponencial Holt-Winters multiplicativo, ARMA (modelo autorregressivo de média móvel, em português) e decomposição clássica. Esses modelos de previsão foram analisados via pacote estatístico NCSS, ao gerar as estimativas de demanda (em kW) para os próximos 12 meses das unidades consumidoras A, B e C.

Os modelos ARMA escolhidos para as unidades consumidoras A, B e C foram, respectivamente ARMA(2,2), ARMA(1,2) e ARMA(2,1). A seleção do número de termos apropriado ocorre através da análise de significância dos termos. Modelos adequados são aqueles cuja maioria dos termos é significativa, uma vez que uma complexidade excessiva do modelo pode levar à modelagem do ruído.

Com base nos relatórios gerados pelas rodadas de previsão, é possível coletar o MAPE provocado por cada modelo de previsão para cada unidade consumidora, conforme Tabela 4. A escolha do modelo mais adequado para a etapa de previsão de carga dá-se pelo menor MAPE entre os modelos testados.

Modelo de previsão	MAPE		
	A	B	C
Holt-Winters multiplicativo	1,54%	1,43%	1,01%
ARMA	1,43%	1,36%	0,86%
Decomposição clássica	1,51%	1,15%	1,13%

Tabela 4 - MAPE de cada modelo de previsão para cada unidade consumidora no posto tarifário Fora de Ponta

Pode-se observar que, dentre os modelos testados, o ARMA foi o modelo que registrou menor MAPE para A e C, enquanto decomposição clássica apresentou o menor índice para B. Holt-Winters obteve a segunda colocação em apenas uma ocasião. Os Gráficos 1, 2 e 3 apresentam a série prevista em relação às demandas medidas, enquanto as Tabelas 5, 6 e 7 exibem o *output* da previsão de carga, as demanda previstas (f_i).

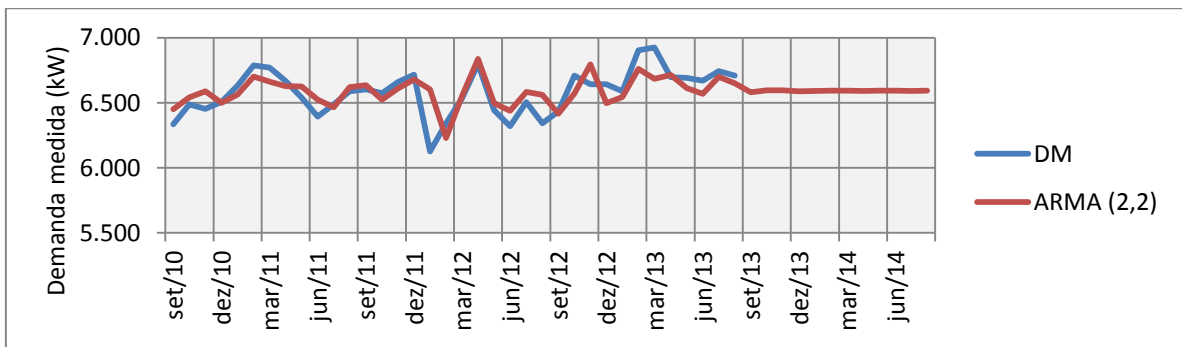


Gráfico 2 - Demandas medidas e série prevista para a unidade consumidora A (kW)

set/13	out/13	nov/13	dez/13	jan/14	fev/14	mar/14	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14
6.581	6.595	6.597	6.589	6.591	6.594	6.592	6.591	6.592	6.593	6.592	6.592

Tabela 5 - Demandas previstas para a unidade consumidora A (kW)

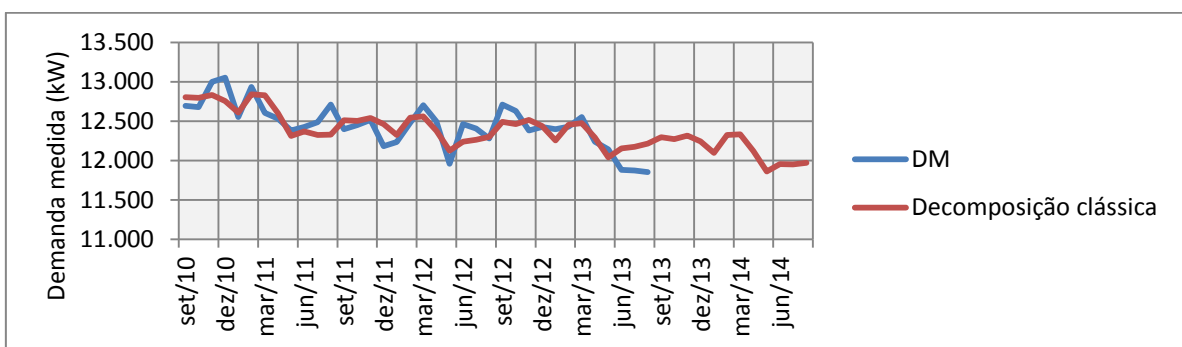


Gráfico 3 - Demandas medidas e série prevista para a unidade consumidora B (kW)

set/13	out/13	nov/13	dez/13	jan/14	fev/14	mar/14	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14
12.293	12.272	12.314	12.241	12.094	12.322	12.331	12.119	11.859	11.955	11.948	11.970

Tabela 6 - Demandas previstas para a unidade consumidora B (kW)

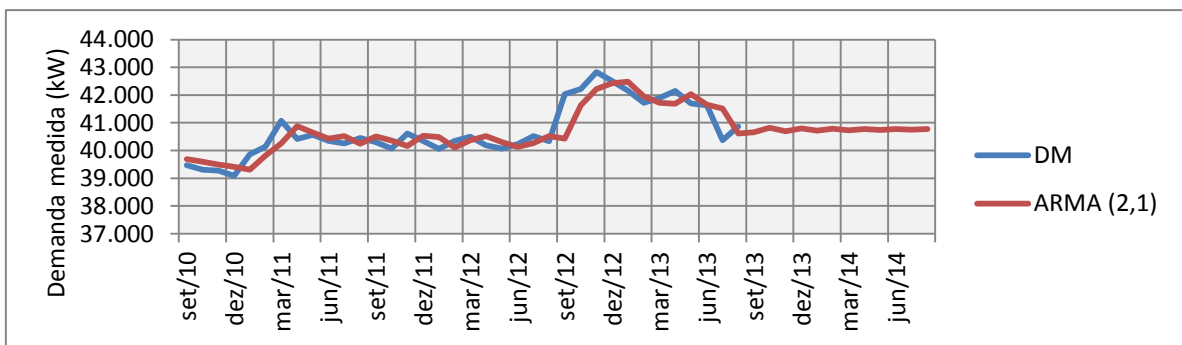


Gráfico 4 - Demandas medidas e série prevista para a unidade consumidora C (kW)

set/13	out/13	nov/13	dez/13	jan/14	fev/14	mar/14	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14
40.658	40.826	40.694	40.802	40.717	40.788	40.733	40.778	40.743	40.773	40.750	40.770

Tabela 7 - Demandas previstas para a unidade consumidora C (kW)

Para as unidades consumidoras A e C, as demandas previstas estão estáveis, em um patamar relativamente médio em relação às demandas medidas, porém levemente abaixo dos últimos dados

registrados. Já para B, apesar de também se configurar horizontalmente, o modelo de decomposição clássica apresenta sazonalização na previsão de carga.

4.2. Ajuste qualitativo

Com a finalidade de incluir informações sobre o regime de produção da unidade consumidora as quais possam não constar nas séries temporais, como expansões ou reduções na capacidade instalada, fez-se uso de entrevistas semiestruturadas. Estas foram aplicadas junto ao especialista de infraestrutura de cada fábrica; na ausência de um responsável específico desse setor, pode-se cogitar a consulta aos responsáveis de PCP, após validar se estes possuem as competências necessárias no que diz respeito à capacidade instalada da fábrica e à demanda das máquinas por energia elétrica.

Apresentado aos históricos de demanda anteriores, os entrevistados de cada unidade consumidoras foram questionados utilizando como roteiro as perguntas a seguir.

- Quais as expectativas de capacidade instalada para os próximos 12 meses?
- Há algum projeto de expansão ou redução da fábrica para os próximos 12 meses?
- Se sim, seria possível quantificá-lo?

As demandas previstas (f_i), os ajustes qualitativos (a_i), bem como as demandas previstas ajustadas (F_i) estão apresentadas nas Tabelas 8, 9 e 10, em relação às unidades consumidoras A, B e C respectivamente. Obtem-se F_i pela multiplicação entre f_i e a_i , como já exposto na Equação 2.

A							
Mês	f_i	a_i	F_i	Mês	f_i	a_i	F_i
set/13	6.581	1	6.581	mar/14	6.592	1,05	6.922
out/13	6.595	1	6.595	abr/14	6.591	1,05	6.921
nov/13	6.597	1	6.597	mai/14	6.592	1,05	6.922
dez/13	6.589	1	6.589	jun/14	6.593	1,05	6.922
jan/14	6.591	1,05	6.920	jul/14	6.592	1,05	6.921
fev/14	6.594	1,05	6.924	ago/14	6.592	1,05	6.922

Tabela 8 - Demandas previstas, ajustes qualitativos e demandas previstas ajustadas para A

B							
Mês	f_i	a_i	F_i	Mês	f_i	a_i	F_i
set/13	12.293	1	12.293	mar/14	12.331	1,1	13.564
out/13	12.272	1	12.272	abr/14	12.119	1,1	13.331
nov/13	12.314	1	12.314	mai/14	11.859	1,1	13.045
dez/13	12.241	1	12.241	jun/14	11.955	1,1	13.150
jan/14	12.094	1	12.094	jul/14	11.948	1,1	13.143
fev/14	12.322	1	12.322	ago/14	11.970	1,1	13.167

Tabela 9 - Demandas previstas, ajustes qualitativos e demandas previstas ajustadas para B

C							
Mês	f_i	a_i	F_i	Mês	f_i	a_i	F_i
set/13	40.658	1	40.658	mar/14	40.733	1	40.733
out/13	40.826	1	40.826	abr/14	40.778	1	40.778
nov/13	40.694	1	40.694	mai/14	40.743	1	40.743
dez/13	40.802	1	40.802	jun/14	40.773	1	40.773
jan/14	40.717	1	40.717	jul/14	40.750	1	40.750
fev/14	40.788	1	40.788	ago/14	40.770	1	40.770

Tabela 10 - Demandas previstas, ajustes qualitativos e demandas previstas ajustadas para C

Em relação às unidades consumidoras A e B, foi possível identificar projetos em andamento no que diz respeito à inclusão de novas máquinas que irão produzir um incremento no consumo da ordem de 5% e 10%, respectivamente. Por outro lado, o especialista entrevistado de C não apontou planejamentos de alteração na sua capacidade instalada.

4.3. Formulação financeira do problema da demanda ótima

Previstas as demandas para os próximos 12 meses e incluídos os ajustes qualitativos, estrutura-se a formulação financeira do problema da demanda ótima de acordo com as tarifas aplicadas às unidades consumidoras em estudo. Sobre as Equações 4 e 5 já relatadas nos procedimentos metodológicos, são incluídas a tarifa no posto tarifário ponta (R\$ 1,25/kW) e a multa por ultrapassagem (2 vezes a tarifa, ou seja, R\$ 2,50/kW). Os valores são os mesmos para as unidades consumidoras A, B e C uma vez que estão ligadas à rede da mesma distribuidora de energia elétrica e estão enquadradas em estrutura tarifária idêntica, conforme Resolução Homologatória nº 1.507 da ANEEL. No horizonte de 12 meses ($i=1,2,\dots,12$), a Equação 3 demonstra a função objetivo que visa minimizar o custo esperado com demanda (CD), enquanto as

Equações 6 e 7 apresentam, respectivamente, o custo com contrato (CC) e a multa por ultrapassagem (MU), ambos vinculados às tarifas regular e de multa por ultrapassagem. Então, deve-se encontrar a demanda ótima, definida como a demanda contratada que minimiza o custo esperado com demanda.

$$\text{Min } CD = \sum_{i=1}^{12} (CC + MU) \quad (3)$$

$$CC = \begin{cases} \sum_{i=1}^{12} DC \times 1,25, & \text{se } DM \leq DC \\ \sum_{i=1}^{12} DM \times 1,25, & \text{se } DM > DC \end{cases} \quad (6)$$

$$MU = \begin{cases} 0, & \text{se } DM \leq 1,05 \times DC \\ \sum_{i=1}^{12} (DM - DC) \times 2,50, & \text{se } DM > 1,05 \times DC \end{cases} \quad (7)$$

4.4. Aplicação da formulação financeira e definição da demanda ótima

Definida a formulação financeira que rege o problema da demanda ótima, cabe aplicá-la ao conjunto das 12 demandas previstas ajustadas para cada unidade consumidora e encontrar a demanda contratada que gera o menor custo esperado desse insumo. Tomando como base que as demandas previstas ajustadas são a projeção mais fiel do quadro futuro de cada unidade consumidora, utiliza-se o complemento de otimização numérica Solver disponível no software Microsoft Excel sobre o modelo de simulação da formulação financeira para encontrar a demanda ótima. O objetivo é minimizar o custo esperado com demanda nos próximos 12 meses, e a única restrição submetida é a de que a demanda contratada seja um número inteiro, uma vez que essa é uma ressalva dos contratos de distribuição de energia elétrica.

Em suplemento ao Solver, é fundamental rodar simulações da formulação financeira em torno do valor obtido de forma a ilustrar a demanda ótima encontrada, como mostram os Gráficos 4, 5 e 6. A Tabela 11 apresenta os resultados consolidados para cada unidade consumidora. Além disso, a simulação financeira auxilia a escolha da demanda ótima caso haja mais do que uma. Para C, houve 1.775 demandas contratadas simuladas (entre 38.883 kW e 40.657 kW) as quais geram o menor custo esperado de R\$ 611.289,88. Nessa situação, deve-se optar pelo valor central entre os ótimos, uma vez que se trata do ponto mais distante dos extremos, onde o custo inicia a subir.

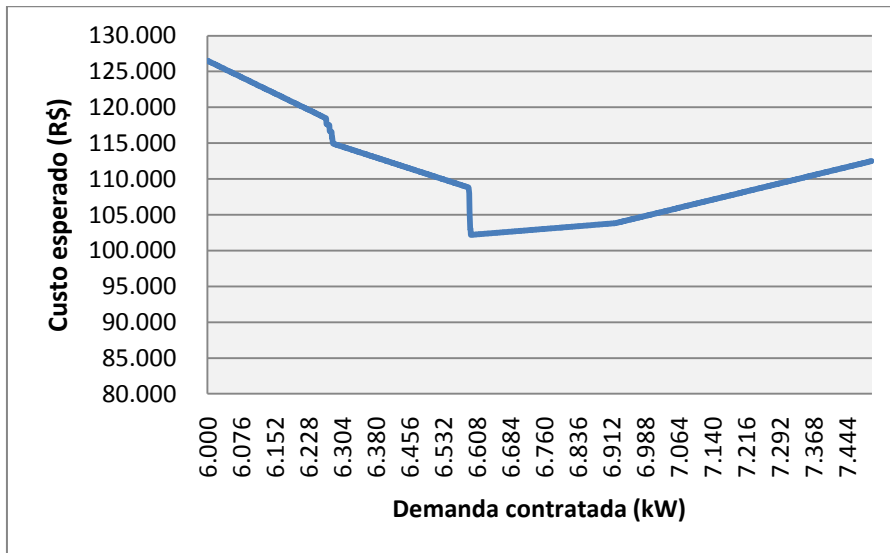


Gráfico 5 - Simulações do custo esperado com demanda para A

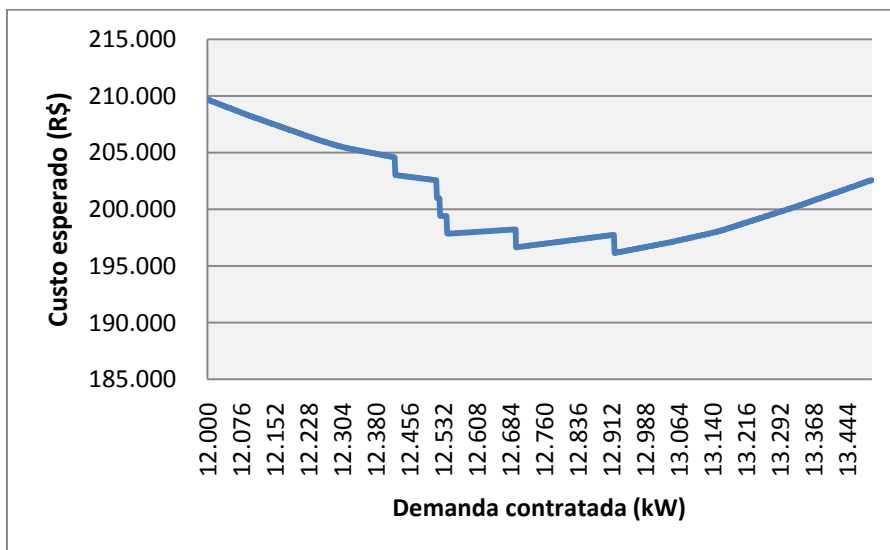


Gráfico 6 - Simulações do custo esperado com demanda para B

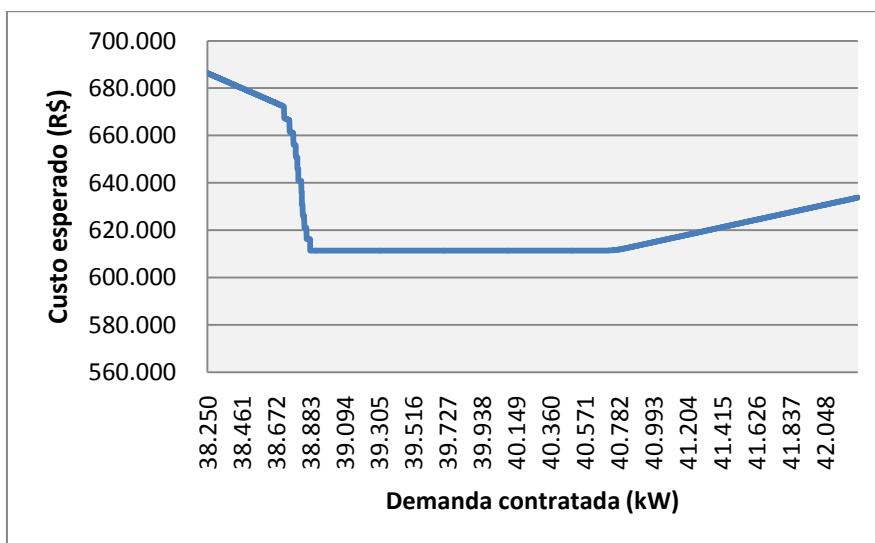


Gráfico 7 - Simulações do custo esperado com demanda para C

	Demanda atual (kW)	Demanda ótima (kW)	Custo esperado atual (R\$)	Custo esperado ótimo (R\$)	Redução esperada (R\$)	Redução esperada (%)
A	7.420	6.595	111.300,00	102.193,81	9.106,19	8,18%
B	13.400	12.919	201.205,18	196.143,29	5.061,89	2,52%
C	41.000	39.770	615.000,00	611.289,88	3.710,13	0,60%

Tabela 11 - Demanda atual, demanda ótima e a comparação entre os custos esperados

Pode-se concluir que, para as três unidades consumidoras, há um superdimensionamento nas demandas atuais. A redução no custo esperado com demanda ocorre pela eliminação dos pagamentos por excesso de demanda contratada não requisitada pela fábrica, uma vez que as demandas atuais são consideradas superestimadas frente às 12 demandas previstas ajustadas de cada unidade. A unidade consumidora C apresentou a redução percentual mais discreta (0,60%) em relação ao custo esperado atual. Como justificativa, pode-se considerar o fato de que esta foi a fábrica que mais recentemente estudou e reconsiderou suas demandas contratadas.

5. Conclusões

Devido à relevância do custo com energia elétrica na rotina de atividades industriais, o gerenciamento adequado desse insumo pode trazer economias consideráveis. Em especial, considerando a demanda de energia elétrica, cujo valor é acertado em contrato junto à distribuidora da região, identificar o montante ótimo a contratar pode ser decisivo para a obtenção de economias imediatas. A contratação de demanda de energia elétrica deve ser feita apoiada em um objetivo claro: dimensionar corretamente o valor contratado, uma vez que um montante mal definido pode causar tanto multas por ultrapassagem (valor subestimado) quanto pagamentos por excesso (valor superestimado). O objetivo deste trabalho foi apresentar um método de otimização da demanda contratada que leva em consideração a formulação financeira de potenciais multas e excessos ocasionados pela definição do valor de contrato.

O método proposto neste artigo integra previsão quantitativa, ajuste qualitativo e otimização numérica na sua implementação. Ele está organizado em quatro etapas: i) previsão de carga; ii) ajuste qualitativo; iii) formulação financeira do problema da demanda ótima; iv) aplicação da formulação financeira e definição da demanda ótima. Fazendo uso de dados históricos para a previsão de carga e da opinião de especialistas para o ajuste qualitativo, é possível obter demandas

previstas ajustadas, as quais são a base da otimização numérica proposta, que permite encontrar a melhor demanda a ser contratada no horizonte de 12 meses.

O trabalho aplicado estudou três unidades consumidoras de diferentes portes e demandas contratadas relativamente distintas. A partir das demandas medidas obtidas junto à distribuidora de energia elétrica da região, foram rodadas previsões de carga baseadas em três modelos de previsão, sendo definido como o melhor aquele que apresentou o menor MAPE. Posteriormente, de forma a incluir expansões ou reduções da capacidade instalada, foram consultados, através de entrevista semiestruturada, os especialistas de infraestrutura de cada uma das unidades consumidoras, gerando demandas previstas ajustadas. Em seguida, de posse do equacionamento financeiro e da previsão de carga ajustada - considerada como a melhor estimativa para o prazo de 12 meses -, otimização numérica e simulação financeira disponíveis em planilhas eletrônicas foram utilizadas para encontrar a demanda ótima a contratar, definida como aquela que apresenta o menor custo esperado.

A partir das demandas ótimas encontradas, foram identificados potenciais de redução do custo com demanda de energia elétrica para A, B e C de, respectivamente, 8,18%, 2,52% e 0,60%, devido ao superdimensionamento observado nas demandas atuais das três unidades consumidoras. Tal superdimensionamento justifica-se pela interpretação dos gestores de que é preferível pagar excessivamente pela demanda contratada a receber multas por ultrapassagem, já que estas, quando ocorrem, aparecem em destaque na fatura de energia elétrica. Assim, os gestores, para evitá-las, preferem firmar valores superiores ao que é, de fato, ideal. Neste âmbito, a adoção do método proposto como rotina semestral de avaliação da demanda atualmente contratada pode contribuir para que as unidades consumidoras identifiquem a demanda ótima a ser contratada e, conseqüentemente, o menor custo esperado com demanda de energia elétrica. Por fim, destaca-se que o método proposto preocupa-se com as demandas futuras, enquanto a maioria dos trabalhos encontrados na literatura trata de encontrar *a posteriori* a demanda que teria gerado o menor custo no passado, informação de menor utilidade do ponto de vista gerencial.

Referências

ALMESHAI, E.; SOLTAN, H. A methodology for Electric Power Load Forecasting. *Alexandria Engineering Journal*, v. 50, p. 137-144, 2011.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Resolução Normativa 414. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em março de 2013.

BAGATTOLI, S.G. *Gestão estratégica de energia elétrica: mercado de energia Elétrica, fornecimento, contratação e faturamento, soluções de gestão*. Blumenau: Edifurb, 2012.

BALLOU, R.H. *Gerenciamento da cadeia de suprimentos: planejamento, organização e logística empresarial*. Porto Alegre: Bookman, 2001.

BALLOU, R.H. *Gerenciamento da cadeia de suprimentos/logística empresarial*. Porto Alegre: Bookman, 2004.

BARROS, B.J.; BORELLI, R.; GEDRA, R.L. *Gerenciamento de Energia: ações administrativas e técnicas de uso adequado da energia elétrica*. São Paulo: Érica, 2010.

BOTH, R.A.; BREIER, G.P. *Uma proposta de modelo matemático para otimização da demanda contratada de energia elétrica*. In: XXI Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Belo Horizonte, 2011.

CHEN, C.Y.; LIAO, C.J. A linear programming approach to the electricity contract capacity problem. *Applied Mathematical Modelling*, v. 35, p. 4077-4082, 2011.

CHEN, J.C.; HWANG, J.C.; PAN, J.S.; HUANG, Y.C. *PSO algorithm applications in optimal demand decision*. In: IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference, Wuhan, 2009.

CHUANG, C.C.; WEN, J.Y.C.; CHANG, R.I. *Consumer Energy Management System: Contract Optimization using Forecasted Demand*. In: The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies, Veneza, 2011.

FEINBERG, E.A.; GENETHLIOU, D. *Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems: Optimization, Control, and Computational Intelligence*. Springer, cap. 12, p. 269-285, 2005.

FERNÁNDEZ, M.A.; ZORITA, A.L.; GARCÍA-ESCUADERO, L.A.; DUQUE, O.; MORÍNIGO, D.; RIESCO, M.; MUÑOZ, M. Cost optimization of electrical contracted capacity for large customers. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 46, p. 123-131, 2013.

FIRJAN - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br>>. Acesso em março de 2013.

HWANG, J.C.; CHEN, J.C.; PAN, J.S.; HUANG, Y.C. *CSO and PSO to solve optimal contract capacity for high tension customers*. In: International Conference on Power Electronics and Drive Systems, Taipei, 2009.

LEE, T.Y.; CHEN, C.L. Iteration particle swarm optimization for contract capacities selection of time-of-use rates industrial customers. *Energy Conversion and Management*, v. 48, p. 1120-1131, 2006.

OLIVEIRA, D.G.; CASTRO, A.R.; DOMINGUES, E.G. *Using the Modern Financial Theory to Obtain the Optimal Level of Contract Demand and Predict Payments of Electrical Energy Invoice*. In: IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Caracas, 2006.

PORTER, M.E. The five competitive forces that shape strategy. *Harvard Business Review*, janeiro de 2008.

SCARABELOT, A.G. *Ferramenta de apoio à tomada de decisão de migração ao mercado livre para consumidores potencialmente livres*. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

SLACK, N.; CHAMBERS, S.; JOHNSTON, R.; BETTS, A. *Gerenciamento de operações e de processos: princípios e prática de impacto estratégico*. Porto Alegre: Bookman, 2008.

TSAY, M.T.; LIN, W.M.; LEE, J.L. Optimal contracts decision of industrial customers. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 23, p. 795-803, 2001.

WERNER, L.; RIBEIRO, J.L.D. Modelo composto para prever demanda através da integração de previsões. *Produção*, v. 16, n. 3, p. 493-509, 2006.