



Proposta de um método empírico de ajuste de séries temporais influenciadas pelos ofensores calendário e temperatura

Proposal of an empirical method to adjust time series for calendar and temperature effects

Rodrigo Flora Calili¹
Fernando Luiz Cyrino Oliveira²
Reinaldo Castro Souza³
Thiago Gomes de Araujo³
Pedro Guilherme Costa Ferreira⁴

Resumo: No Brasil, o comportamento da carga, em especial do consumo de energia, tem sido amplamente investigado nos últimos anos. Esse interesse, em geral, é devido à grande importância financeira e social desse insumo, pois sua falta pode causar todo tipo de dano ao país. O objetivo do presente trabalho é a geração de uma série mensal de carga elétrica livre das variações de ofensores não econômicos, no caso, calendário e temperatura. Foram comparadas duas abordagens com vistas à seleção da mais eficiente na remoção dos efeitos dos referidos ofensores: a primeira de natureza empírica e a segunda com características híbridas, utilizando métodos empíricos e modelos de Séries Temporais. Os dados utilizados são provenientes de observações diárias de cada um dos quatro subsistemas que integram o Sistema Interligado Nacional (SIN), porém a ideia é produzir séries mensais do SIN e não apenas de cada um dos subsistemas. A série trimestral do PIB foi utilizada para decidir qual abordagem melhor ajustou os dados de carga. Verificou-se que a diferença dos ajustes é mínima entre os métodos propostos, apresentando alto poder de explicação quando comparadas à série sem a retirada dos ofensores calendário e temperatura.

Palavras-chave: Carga elétrica; Séries temporais; Método empírico.

Abstract: *In Brazil, the behavior of electrical load, particularly in energy consumption, has been widely investigated over the past years. In general, this interest is due to the great financial and social importance of this input, as its failure or shortage can have a variety of damaging impacts to the country. This paper proposes a method to generate monthly load series freed from variations arising from two sources: calendar and temperature. To find the best fitting approach to removing these effects, we considered a totally empirical method and one with hybrid features, as it uses both empirical procedures and time series models. The data set used comes from daily observations from each one of the four subsystems that form the Brazilian Electricity Grid. However, the final task is to obtain unique monthly series for the entire grid, and not only the four subsystems. The quarterly GDP series was used to check the performance of the two proposed methods. It was noted that the adjustment difference is minimal in the two approaches studied, and that both series had a great explanatory power when compared with the time series without removing calendar and temperature effects.*

Keywords: *Electrical load; Time series; Empirical method.*

¹ Programa de Pós-graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, Rua Marquês de São Vicente, 225, Gávea, CEP 22453-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, e-mail: realili@esp.puc-rio.br

² Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, Rua Marquês de São Vicente, 225, Gávea, CEP 22453-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, e-mail: cyrino@puc-rio.br

³ Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, Rua Marquês de São Vicente, 225, Gávea, CEP 22453-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, e-mail: reinaldo@ele.puc-rio.br; thiago_gda@hotmail.com

⁴ Instituto Brasileiro de Economia, Fundação Getúlio Vargas – FGV, Rua Barão de Itambi, 60, Botafogo, CEP 22231-000, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, e-mail: pedro.guilherme@fgv.br

Recebido em Nov. 11, 2015 - Aceito em Jun. 8, 2016

Suporte financeiro: Os autores agradecem o suporte financeiro de: CAPES, CNPq (Projeto 443595/2014-3) e FAPERJ (Projeto E-26/202.806/2015).

1 Introdução

No Brasil, o comportamento da carga, em especial do consumo de energia, tem sido amplamente investigado nos últimos anos. Esse interesse, em geral, é devido à grande importância financeira e social desse insumo, pois a sua falta pode causar todo tipo de dano para o país (Maçaira et al., 2014).

A separação dos três segmentos que compõem a cadeia de produção: geração, transmissão e distribuição, chamado de processo de desverticalização das empresas, é uma característica importante da reforma da indústria de eletricidade. A prevenção do comportamento predatório e o aumento de competidores no segmento da geração, dado o livre acesso à rede, era objetivo da desverticalização (Leite & Santana, 2006). Entretanto, a reforma proposta apresentou falhas significativas, tanto de planejamento como de execução, levando ao racionamento de energia em 2001. É importante observar que no período pós-acionamento as empresas concessionárias passaram a enfrentar séria crise de liquidez e prejuízos operacionais (Pires et al., 2002). Com isso, foi iniciado no Brasil, a partir de 2003, um processo de ajuste e reestruturação do setor elétrico, resultante de uma nova estrutura de poder.

No âmbito do Ministério de Minas e Energia – MME foi iniciada uma série de estudos para formular e implementar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, cujas bases institucionais e legais foram aprovadas pelo Congresso Nacional através das leis 10.438 e 10.848, de 2004. Esse novo modelo tem dois principais objetivos: a garantia de suprimento de eletricidade e a modicidade tarifária (Brasil, 2002, 2004b).

Com relação à segurança do suprimento, o “novo” e atual modelo brasileiro incorporou: (a) A inversão do foco dos contratos de energia elétrica do curto para o longo prazo, com o objetivo de reduzir a volatilidade do preço e criar um mercado de contratos de longo prazo que possa ser utilizado como garantia firme para os financiamentos; (b) A obrigatoriedade de cobertura contratual, pelas distribuidoras e consumidores livres, de 100% de seu consumo de energia elétrica; (c) A criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico – CMSE, com a função de acompanhar, para os horizontes temporais de curto, médio e longo prazo, o equilíbrio entre oferta e demanda; (d) A exigência prévia de licenças ambientais para se permitir a participação de um novo empreendimento no processo de licitação (leilões); (e) A retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado, na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada pelo decreto 5.184, de 2004 (Brasil, 2004c).

O mercado brasileiro de energia elétrica foi dividido em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas nitidamente distintas. O primeiro, denominado Ambiente de Contratação Regulado (ACR),

atende à demanda dos consumidores cativos, entre os quais prevalecem os consumidores residenciais, de serviço e indústria com níveis de consumo menor. O segundo, voltado exclusivamente para empresas com maior volume de consumo e necessidades estratégicas de maior volume de energia em curto prazo, chamados consumidores livres, é denominado Ambiente de Contratação Livre (ACL) e busca assegurar a concorrência e a liberdade efetiva de seus participantes.

Uma importante característica do modelo é que a integração vertical das empresas não é mais permitida. As distribuidoras não podem ser proprietárias de ativos de geração, nem comercializar diretamente com consumidores livres. Em outras palavras, elas podem atuar apenas no ACR, comprando por meio de leilões e vendendo para consumidores cativos. Essa característica do modelo reduz os prováveis e indesejáveis subsídios cruzados, nos quais as tarifas dos consumidores cativos poderiam subsidiar menor preço para os consumidores livres, como relatam Castro & Leite (2008).

Assim, de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do decreto n. 5.163/2004 e artigo 2º da lei n. 10.848/2004, é por meio de licitação na modalidade leilões que as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) devem garantir o atendimento a todo o seu mercado no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) (Brasil, 2004a, b).

Os vencedores de um leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por megawatt-hora (MWh) para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras, isto é, o critério de menor tarifa (inciso VII, do art. 20, do decreto n. 5.163/2004) será utilizado para definir os vencedores do leilão. Dessa forma, os contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR) serão celebrados entre os vencedores e as distribuidoras que declararam necessidade de compra para o início de suprimento da energia contratada no leilão (Reis, 2003).

Para ter 100% do seu mercado contratado, um dos arcabouços regulatório do “novo modelo”, as distribuidoras devem participar dos leilões regulados propostos e organizados pelo governo, via EPE. Para tanto, as distribuidoras devem prever a sua carga e declará-la no leilão. Sabe-se, a priori, que as variáveis relacionadas a calendário e temperatura têm grande impacto no consumo de energia (Apadula et al., 2012) e, por conseguinte, na carga.

Para que as empresas distribuidoras façam boas previsões de carga de energia elétrica a ser ofertada, de forma que o abastecimento do país seja garantido, é necessário que as séries de carga estejam bem tratadas e livres de ofensores não econômicos, tais

como os citados calendário e temperatura. Assim, dada a importância da geração de séries de carga livre dos ofensores não econômicos, o principal objetivo deste trabalho é produzir séries mensais e trimestrais da carga livres de tais ofensores.

Esse ajuste é feito em alguns países do mundo. Na Espanha, a Rede Eléctrica de España (2012) divulga em seu *Boletín Mensual*, os dados das medições físicas de carga e os dados corrigidos para compensar efeitos de temperaturas atípicas e diferenças no número de dias úteis. As séries de dados são disponibilizadas em uma frequência mensal e separam a variação da carga que foi ocasionada pela temperatura, pelas diferenças de calendário e a que decorre da atividade econômica. Em Portugal é feito um trabalho parecido, onde a Rede Eléctrica Nacional (2012) divulga, através da *Informação Mensal do Sistema Eletroprodutor*, a medição física da carga e os ajustes para os efeitos da temperatura e do número de dias úteis.

No Brasil, Castro et al. (2012) desenvolveram uma metodologia adequada às especificidades do Brasil para produção de dados ajustados de carga capaz de isolar a influência de fatores não econômicos. Esses autores listaram os fatores não econômicos que influenciam a carga no Brasil e que podem ser estimados com base em dados disponíveis. São eles:

- Descontinuidades de medição: Ocorrem quando, por exemplo, há a incorporação de um sistema isolado ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Em outubro de 2009, o antigo sistema isolado de Acre-Rondônia começou a ser conectado ao SIN. A partir de meados desse mês, parte da carga desses dois estados, que à época somava cerca de 400 MWmed, passou a ser computada no SIN. Esse acréscimo de carga, da ordem de 0,75% da carga do SIN de um mês para outro, não ocorre em função de nenhum crescimento econômico mas é fruto do simples fato de que o Operador Nacional do Sistema (ONS) passou a medir a carga de uma parcela maior do país.
- Perdas da rede de transmissão: Podem oscilar bastante ao longo do ano por razões estritamente ligadas à operação do sistema. Embora as perdas na transmissão tenham como fundamento razões elétricas e não econômicas, na maior parte dos países as perdas na transmissão tendem a ser pequenas e a variar pouco – e essa é provavelmente a razão pela qual o ajuste das perdas não é feito no tratamento de dados de carga em outros países. No Brasil é diferente: o sistema de transmissão brasileiro é muito extenso

e transporta grandes volumes de energia, pois foi construído para aproveitar as diferenças nos regimes hidrológicos entre as diversas bacias com aproveitamento hidroelétrico. O ONS se vale do sistema de transmissão para transportar energia de locais em que ela é abundante para onde é escassa. O uso intenso das grandes interligações afeta consideravelmente o nível de perdas. As perdas aumentam, por exemplo, com uso mais intenso do transporte de energia a longa distância e diminuem quando o consumo é abastecido basicamente por geração mais próxima.

- Ocorrência de temperaturas atípicas: Também podem influenciar fortemente a carga. O consumo industrial tende a não ser sensível às variações de temperatura, mas o consumo comercial e, sobretudo, o residencial respondem fortemente a variações de temperatura. Parte do efeito da temperatura sobre a carga é sazonal, sendo esperado um grande aumento do consumo residencial durante o verão. Contudo, a ocorrência de temperaturas atípicas também pode fazer com que a carga fuja do padrão sazonal normal. Por exemplo, a ocorrência de um verão com temperaturas relativamente amenas pode resultar numa carga anormalmente baixa. Essa redução da carga tem pouco ou nenhum significado econômico, podendo ser estimada com base em dados disponíveis.
- Variações no calendário: A literatura internacional sobre o tema normalmente se atém à influência do calendário no número de dias úteis de um mês. Para comparar corretamente um indicador de um determinado mês com a leitura do mesmo indicador para o mesmo mês do ano anterior é preciso fazer um ajuste para refletir a diferença entre o número de dias úteis.

Este trabalho propõe uma abordagem original para o tratamento do efeito de temperatura. Para tanto, será utilizado um modelo de Séries Temporais que permitirá utilizar os parâmetros e estimar os efeitos na variável carga, tendo como diferencial em relação ao que existe na literatura o embasamento estatístico dado na retirada desses ofensores.

Além dessa introdução, este artigo está organizado da seguinte forma: a seção 2 é dedicada à metodologia para retirada dos efeitos calendários e de temperatura da série de carga. A seção 3 descreve os resultados obtidos em dados reais do ONS e, finalmente, na seção 4 estão expostas as considerações finais.

2 Metodologia

Nessa seção será descrita a metodologia, a partir de um método empírico, objetivando a retirada dos efeitos calendário e de temperatura da série de carga. Em seguida será proposta uma abordagem alternativa, utilizando modelos de Séries Temporais com variáveis explicativas. É importante salientar que esse modelo será aplicado apenas para a retirada do efeito de temperatura da série de carga. Para efeito de notação e melhor entendimento, as variáveis carga e temperatura serão escritas da seguinte forma, conforme Equação 1:

$$CARGA_{i|s}^{r,d,m,a} \quad TEMP_{i|s}^{r,d,m,a} \quad (1)$$

em que:

t é o índice que referencia o dia em análise;

s é o índice que indica a qual subsistema a observação pertence;

a indica o ano da observação;

m indica o mês da observação, $1 \leq m \leq 12$;

d indica o dia da observação, $1 \leq d \leq 31$;

r indica o dia da semana, varia de domingo à sábado, além dos feriados e semiferiados (dias que antecedem os feriados) isto é $1 \leq r \leq 9$; o dia de domingo será codificado com o valor de $r=1$, a segunda-feira, com o valor de $r=2$, e assim sucessivamente até o sábado, que receberá o valor de $r=7$; os feriados receberão a codificação de $r=9$ e os semiferiados $r=8$.

2.1 Método empírico

Nesse caso, as séries ajustadas de carga são construídas de forma a excluir a influência de fatores não econômicos e/ou fortuitos sobre a carga, apresentando duas vantagens sobre as séries tradicionais. Em primeiro lugar, elas são uma boa base para a previsão de carga no médio e longo prazos, na medida em que espelham não a carga efetivamente verificada, mas aquela que teria sido observada se não ocorressem fatores fortuitos. Em segundo lugar, as séries ajustadas de carga permitem uma análise mais fina da relação entre economia e carga, constituindo um indicador de atividade econômica de boa qualidade.

2.1.1 Ajuste da série diária de carga pelo fator calendário

O ajuste calendário para a carga dos subsistemas consiste em reestimar a série diária de carga para obter uma série que não reflita as especificidades do calendário verificado. Essa metodologia consiste em recalcular a carga de cada dia multiplicando-a pelo inverso da razão normalmente observada entre a carga do dia da semana em questão e a carga semanal.

2.1.1.1 Pesos para cada dia

Num primeiro momento será preciso calcular o peso de cada observação dentro da semana a que essa observação pertence, isto é, peso do dia r de uma semana específica. Uma vez feito o referido cálculo para todos os dias da série é possível calcular o peso típico de um dia da semana em uma semana qualquer.

Para realizar o cálculo do peso, deve-se observar ainda se a semana contém feriado ou semiferiado. Sabendo-se que a semana inicia-se domingo e termina sábado, a semana que não possuir um feriado ou semiferiado nesse intervalo será considerada semana do tipo 1. Caso a semana contenha feriado ou semiferiado, será considerada semana do tipo 2.

A fórmula para calcular o peso do dia t dentro de uma semana do tipo 1 é dada pela Equação 2:

$$Peso_{i|s}^{r,d,m,a} = \frac{CARGA_{i|s}^{r,d,m,a}}{\sum_{i=1-r}^{7-r} CARGA_{i+1|s}^{r+i,d,m,a}} \quad (2)$$

Como visto em 2, o peso do dia t é calculado dividindo-se a carga do dia t pela média das cargas dos dias da semana a que o dia t pertence. Entende-se que para uma semana com feriado/semiferiado esse peso é distorcido. Dessa forma, compara-se a carga do dia com a média entre a carga média da semana anterior com a carga média da semana posterior, se ambas não possuem feriados. Se uma das duas semanas em questão tiver um feriado ou semiferiado, calcula-se a média do par de semanas sem feriados ou semiferiados equidistantes da semana a que t pertence e o mais próximo possível dela. O peso típico de cada dia da semana, apresentado na Equação 3, será a média dos pesos para todos os dias r :

$$Peso_Típico^r = \frac{\sum_{i=1}^n Peso_{i|s}^{r,d,m,a}}{n} \quad (3)$$

em que:

n é o número de ocorrências do dia;

r na base.

2.1.1.2 Carga diária ajustada pelo fator calendário

O valor da carga diária ajustada pelo fator calendário será determinado pela Equação 4:

$$CARGA_adj_{i|s}^{r,d,m,a} = \frac{CARGA_{i|s}^{r,d,m,a}}{Peso_Típico^r} \quad (4)$$

2.1.2 Ajuste da série diária de carga pelo fator temperatura

O ajuste de temperatura consiste em compensar o efeito da ocorrência de temperaturas atípicas sobre a carga. Isso implica fazer uma reestimativa das séries

de carga diária utilizando as temperaturas diárias típicas no lugar das temperaturas verificadas. Se a temperatura verificada é maior do que a normal para a época do ano, a carga, que reage positivamente ao calor, também deve ter sido maior do que aquela que normalmente se verificaria. O ajuste de temperatura consiste, nesse caso, em calcular uma carga ajustada menor que a verificada, sendo o ajuste proporcional à diferença entre a temperatura verificada e a temperatura típica.

2.1.2.1 Verificação da relação entre as séries diárias de carga e temperatura

Sabe-se que a influência da variável temperatura na variável carga é diferente em cada época do ano. Dessa forma, a série de dados será dividida em 12 conjuntos de dados, onde cada um reúne as informações de um mesmo mês, isto é, serão realizados 12 modelos de regressão linear que levam em consideração todos os dias de um mês específico. Por exemplo, a 1ª regressão reúne apenas os dados referentes ao mês de janeiro. Será ainda considerada também a padronização das séries, ou seja, serão realizadas sete diferenciações nas variáveis *Carga_adj* e Temperatura. Matematicamente tem-se, nas Equações 5 e 6:

$$DTemp_{t-i|s}^{r,d,m,a} = Temp_{t-i|s}^{r,d,m,a} - Temp_{t-i|s}^{r,d,m,a} \quad (5)$$

$$DCARGA_{t-i|s}^{r,d,m,a} = \frac{CARGA_adj_{t-i|s}^{r,d,m,a}}{CARGA_adj_{t-i|s}^{r,d,m,a}} - 1 \quad (6)$$

em que $1 \leq i \leq 7$.

A partir desse ponto, as novas bases de dados possuirão as variáveis $DCarga_{k|s}^m$ e $DTempo_{k|s}^m$, em que k é igual a $(t-i)$, i é a i -ésima defasagem de t , m o mês que caracteriza a base de dados.

2.1.2.2 Análise do coeficiente angular das regressões

As regressões são desenvolvidas com intuito de se utilizar o coeficiente angular no ajuste do valor da carga através do efeito de temperatura. Caso esse coeficiente seja significativo, será feito o ajuste da carga pelo efeito da temperatura, caso contrário, não será feito o ajuste de temperatura. Para este trabalho, a variável $DCarga_{k|s}^m$ será utilizada como a variável dependente da regressão e $DTempo_{k|s}^m$ será utilizada como a variável regressora.

É importante ressaltar que, tendo em vista a natureza do modelo de Regressão Linear empregado, quando necessário foram incluídos *lags* de defasagem dos erros, garantindo a não existência de correlação serial nos resíduos. Essa foi testada, para todos os modelos ajustados, através do teste de Ljung Box. Em todos os casos, não houve indícios para rejeição da hipótese nula (inexistência de correlação serial

nos k primeiros *lags*, considerando $k = 20$) ao nível de significância de 5%.

Após calcular-se o coeficiente de regressão para as observações de cada um dos novos conjuntos de dados que contêm informações de cada mês, é necessário retirar-se da análise os dias considerados atípicos. Para isso, serão calculados intervalos de confiança, considerando o erro padrão e o valor previsto da carga, para avaliar se a variação da carga de determinado dia não é um valor atípico. Caso o valor da variação da carga se encontre dentro do intervalo de confiança calculado, isso significa que esse valor não é atípico. Caso contrário, esse valor será considerado um *outlier* e excluído da análise. Com a retirada dos *outliers*, o coeficiente de regressão é recalculado e utilizado no cálculo do fator de temperatura, que será mostrado no item 2.1.2.5.

2.1.2.3 Temperatura típica diária

A temperatura típica do dia, que leva em consideração todas as observações da série diária de temperatura, será denotada por TTA , apresentada na Equação 7, e é definida como a média de temperatura do mesmo dia e mesmo mês de todos os anos, isto é:

$$TTA_{L|s}^{d,m} = \frac{\sum_{i=w}^v Temp_{t|s}^{r,d,m,i}}{v-w+1} \quad (7)$$

em que:

L é o dia do ano, o dia 1º de janeiro, independentemente do ano, será referido como $L = 1$ e o dia 31 de dezembro, como $L = 365$, ou seja, $1 \leq L \leq 365$;

v é o último ano da série contendo o dia/mês em análise;

w é o primeiro ano da série que contenha o dia/mês em análise.

2.1.2.4 Temperatura típica diária II

Essa temperatura típica do dia é calculada a partir das TTA s e será denotada por TTM . A TTM é a média das 31 TTA s dos dias mais próximos, conforme Equação 8:

$$TTM_{L|s}^{d,m} = \frac{\sum_{i=L-15}^{L+15} TTA_{i|s}^{d,m,a}}{31} \quad (8)$$

2.1.2.5 Fator de temperatura

Esse fator será utilizado para ajustar o valor da carga; observe-se que leva-se em consideração o coeficiente angular estimado pela regressão descrita em 2.1.2.2. A Equação 9 descreve esse procedimento, em que $b_{l|m}^m$ é o coeficiente angular estimado pela regressão no item 2.1.2.2.

$$Fat_Temp_{t|s}^{r,d,m,a} = 1 + \left[\frac{(TTM_{L|s}^{d,m} - Temp_{t|s}^{r,d,m,a}) \cdot b_{l|m}^m}{100} \right] \quad (9)$$

2.1.2.6 Carga ajustada pela temperatura

O efeito da temperatura será corrigido através de da Equação 10:

$$CARGA_adjT_{t|s}^{r,d,m,a} = CARGA_adjT_{t|s}^{r,d,m,a} \cdot Fat_Temp_{t|s}^{r,d,m,a} \quad (10)$$

2.1.3 Ajuste da série diária pelo fator semana morta

A semana entre o Natal e o fim de ano é um período de baixo consumo de energia elétrica, pois muitas indústrias aproveitam as festas para promover férias coletivas, parando ou reduzindo muito a produção. Observa-se que na semana de festas há redução de carga com relação à típica tanto em dias que não são formalmente feriados ou semiferiados como nos próprios feriados. Notadamente, 25 de dezembro costuma ter uma carga reduzida, muito menor que a de um feriado normal. Assim, os dias pertencentes às semanas de festas de fim de ano receberão um tratamento especial. Para cada observação da série de carga será calculado um desvio do peso semanal (Equação 11), Equação 2, para o peso típico do dia, Equação 3:

$$Desvio_{t|s}^{r,d,m,a} = \frac{Peso_{t|s}^{r,d,m,a}}{Peso_Típico_{t|s}^{r,d,m,a}} - 1 \quad (11)$$

O fator para corrigir um dia que pertence à semana morta, será calculado conforme a Equação 12:

$$Fat_Semana_Morta_s = \frac{\sum_{t=1}^k Desvio_{t|s}^{r,d,m,a}}{k} \quad (12)$$

em que k é o número total de dias pertencentes à semana morta na série de carga. Dessa forma, o somatório conterá apenas os dias de semana morta.

O fator de ajuste para a semana morta não será aplicado para dias comuns, com isso a série de carga diária ajustada pelo fator semana morta será dado pela Equação 13:

$$CARGA_diaria_{t|s}^{r,d,m,a} = \begin{cases} CARGA_adjT_{t|s}^{r,d,m,a}, & \text{dia comum} \\ \frac{CARGA_adjT_{t|s}^{r,d,m,a}}{1+Fat_Semana_Morta_s}, & \text{dia da semana morta} \end{cases} \quad (13)$$

2.1.4 Ajuste da carga mensal

A série ajustada mensal leva em conta tanto os dados disponíveis em frequência diária como os dados mensais de geração de pequenas centrais, descontinuidades de medição e perdas na rede básica. O ajuste nesse caso é direto e a carga mensal líquida de perdas está exemplificada nos passos a seguir.

- i) A carga mensal é a média dos valores da série de carga diária é apresentada na Equação 14.

$$CARGA_Mensual_s^{m,a} = \frac{\sum_{t=1}^v Carga_{t|s}^{r,d,m,a}}{v} \quad (14)$$

em que v é o número de dias do mês m em um ano a específico.

- ii) Já a carga ajustada mensal é a média dos valores da carga diária ajustada e pode ser calculada através seguinte equação 15:

$$CARGA_Mensual_adj_s^{m,a} = \frac{\sum_{t=1}^v CARGA_diaria_{t|s}^{r,d,m,a}}{v} \quad (15)$$

- iii) O fator de ajuste mensal é a razão entre as séries $Carga_Mensual$ e $Carga_Mensual_adj$, conforme Equação 16.

$$Ajuste_Mensual_s^{m,a} = \frac{Carga_Mensual_Adj_s^{m,a}}{Carga_Mensual_s^{m,a}} \quad (16)$$

- iv) Chega-se à carga mensal ajustada, obtida na equação anterior, somando-se a geração de energia de pequenas centrais e aplicando-se o fator de correção mensal. Esta relação é apresentada na Equação 17.

$$CARGA_Ajustada_s^{m,a} = \left(\frac{CARGA_Mensual_s^{m,a} + Geração_PEQ_Centrais_s^{m,a}}{Geração_PEQ_Centrais_s^{m,a}} \right) \cdot Ajuste_Mensual_s^{m,a} \quad (17)$$

- v) Por fim, a carga mensal ajustada líquida de perdas é calculada descontando-se as perdas na rede básica da carga mensal ajustada, conforme, conforme Equação 18:

$$CARGA_Ajustada_Líquida_s^{m,a} = CARGA_Ajustada_s^{m,a} \cdot (1 - Perdas_s^{m,a}) \quad (18)$$

em que $Perdas_s^{m,a}$ representa um valor, em porcentagem, de carga perdida na rede básica.

2.1.5 Carga trimestral ajustada

É a média da carga ajustada líquida de perdas entre três meses consecutivos, isso é, dentro do ciclo de um ano serão obtidas quatro observações. A média entre os meses de janeiro, fevereiro e março formará a primeira observação do ano, a segunda será formada com a média dos valores mensais de abril, maio e junho, assim por diante, até o último mês do ano (dezembro). A relação geral é apresentada na Equação 19.

$$CARGA_Tri_q^a = \frac{\sum_{i=3-q-2}^{3-q} CARGA_Ajustada_Líquida_s^{i,a}}{3} \quad (19)$$

em que $1 \leq q \leq 4$.

2.1.6 Variação da carga ajustada trimestral em relação ao mesmo trimestre do ano anterior

Esse indicador, apresentado na Equação 20, é adimensional e mostra quanto um trimestre variou percentualmente em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior.

$$CARGA_Tri_Var_s^{q,a} = \frac{CARGA_Tri_s^{q,a}}{CARGA_Tri_s^{q,a-1}} - 1 \quad (20)$$

2.2 Abordagem com Séries Temporais

A proposta dessa seção é retirar o efeito de temperatura da variável carga a partir de um modelo de Séries Temporais com inclusão de variável explicativa. Essa classe de modelos está descrita em detalhes em Hyndman & Athanasopoulos (2013). Será ajustado um modelo para a série diária de $Carga_adj$ com a série diária de temperatura como variável explicativa. O modelo de ajuste é apresentado na Equação 21:

$$CARGA_adj_{t|s}^{r,d,m,a} = \beta_0 + \sum_{i=1}^{k_1} \alpha_i \cdot CARGA_adj_{t-i|s}^{r,d,m,a} + \sum_{i=1}^{k_2} \beta_i \cdot Temp_{t-i|s}^{r,d,m,a} + \varepsilon_t \quad (21)$$

Como um dos objetivos desse método é retirar o efeito de temperatura da variável de carga, basta subtrair o terceiro termo do lado direito da Equação 21 da $Carga_adj$. Dessa forma, a $Carga_adj$ ajustada pelo efeito temperatura é representada da seguinte maneira, conforme Equação 22:

$$CARGA_adj_{t|s}^{r,d,m,a} = CARG_adj_{t|s}^{r,d,m,a} - \sum_{i=1}^{k_2} \hat{\beta}_i \cdot Temp_{t-i|s}^{r,d,m,a} \quad (22)$$

3 Resultados

Nessa seção são apresentados os resultados da metodologia proposta aplicada aos dados diários de julho de 2003 a julho de 2012 para o subsistema Sudeste/Centro-oeste, por ser esse o subsistema com maior representatividade da carga do Brasil. Pode-se notar que ao se retirar os efeitos do calendário e da temperatura, conforme descritos nos itens 2.1.1 e 2.1.2 da metodologia, as séries de carga se tornaram menos voláteis (Figuras 1 e 2). A primeira figura mostra o método empírico para retirada do efeito da temperatura e na segunda é mostrado o método utilizando análise de regressão para a retirada desse mesmo efeito.

A série mensal ajustada é uma série que leva em conta tanto os dados disponíveis em frequência diária como os dados mensais de geração de pequenas centrais, descontinuidades de medição e perdas na rede básica. Essas séries foram obtidas utilizando-se a metodologia descrita na seção anterior.

Em seguida foi obtida a série do SIN, somando-se as séries mensais de carga ajustada dos quatro subsistemas. Assim, a Figura 3 mostra a série mensal do SIN das duas metodologias utilizadas na retirada do efeito de temperatura na série diária.

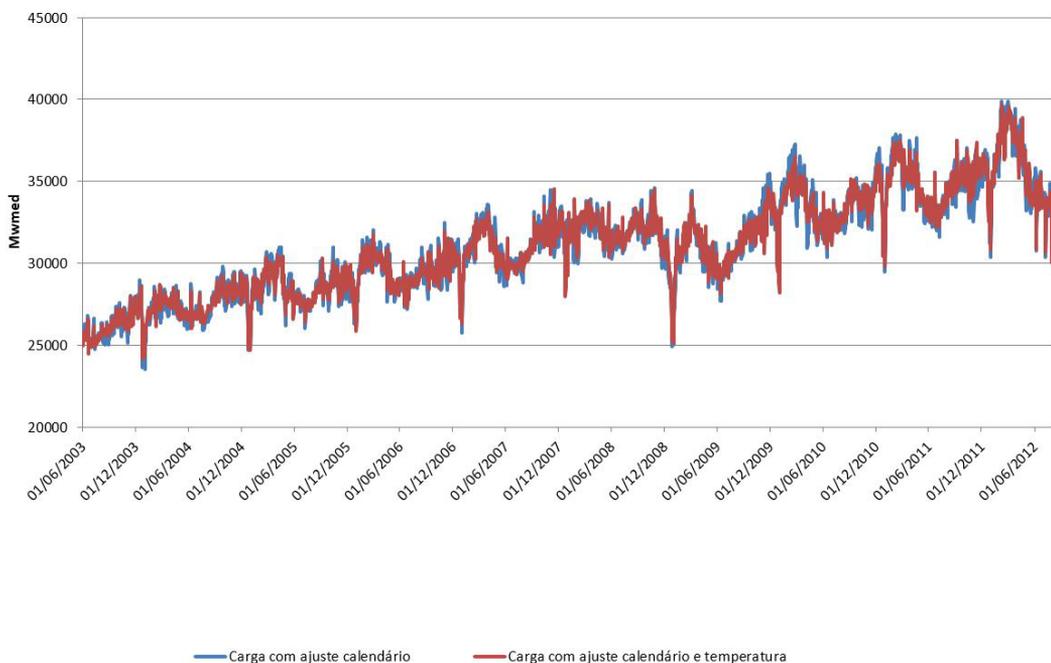


Figura 1. Série de carga com ajuste calendário e série de carga com ajuste calendário e temperatura (método empírico) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Foi obtida a série trimestral do SIN, objetivando-se a comparação com a série trimestral do PIB, considerando-se as duas metodologias para a retirada do efeito temperatura, conforme Figura 4.

Nesse ponto do trabalho, com exceção das variáveis econômicas, todas as variáveis que influenciam a carga foram retiradas. Dessa forma, as séries trimestrais geradas anteriormente são séries “limpas”

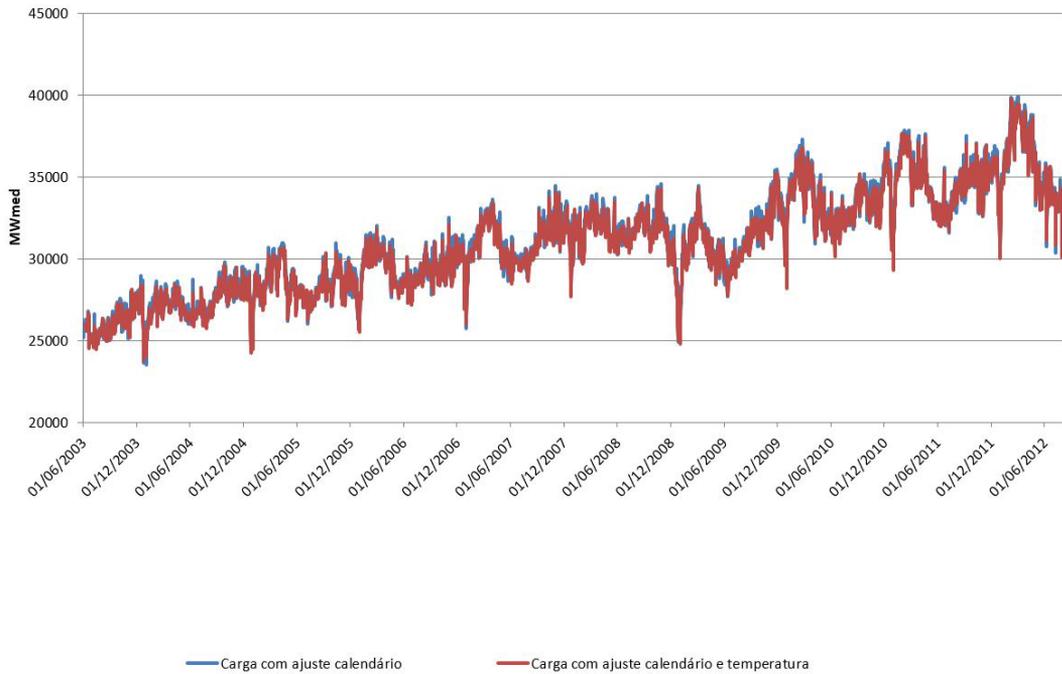


Figura 2. Série de carga com ajuste calendário e série de carga com ajuste calendário e temperatura (modelo de Séries Temporais) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

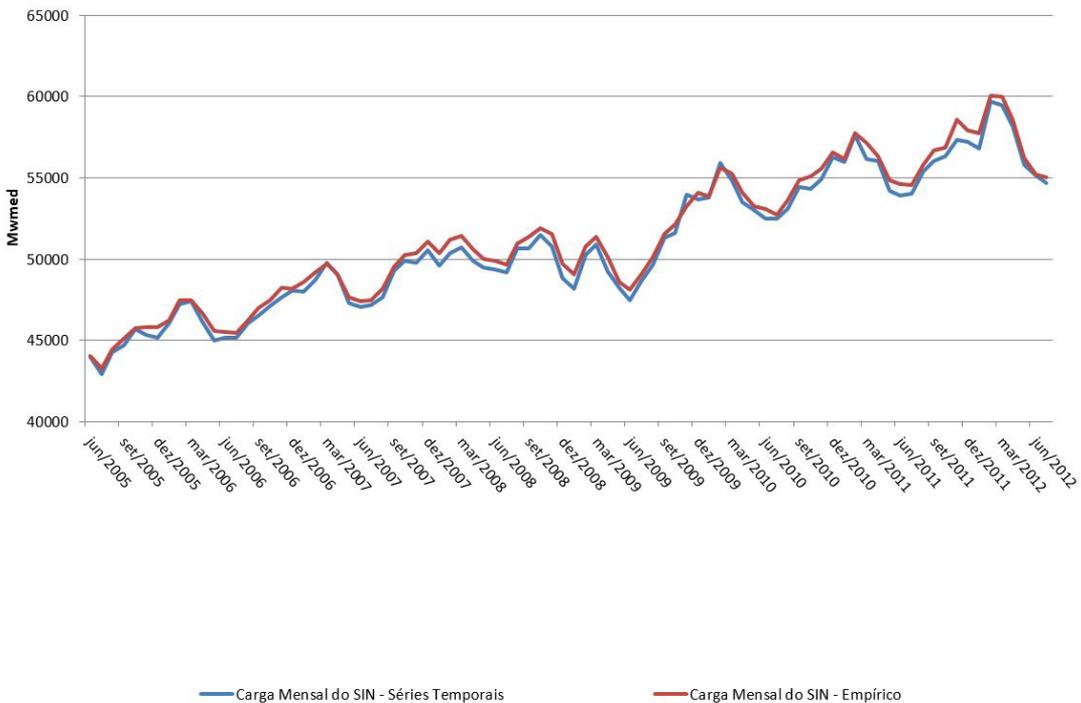


Figura 3. Série mensal de carga ajustada, Séries Temporais vs método empírico para retirada do efeito temperatura do SIN.

em relação aos efeitos calendário, temperatura e semana morta. Assim, a série de carga trimestral que melhor acompanhar as variações do PIB e/ou melhor explicá-lo, será considerada melhor ajustada do que a outra. A variação de um trimestre para o mesmo trimestre do ano anterior da série do PIB e da série de carga sem ajuste é mostrada na Figura 5.

Através da Figura 5 pode-se perceber que as séries trimestrais de variação de carga ajustada em relação ao mesmo trimestre do ano anterior seguem um comportamento similar ao da série trimestral de variação do PIB em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Os coeficientes de correlação entre as séries de variações de carga do trimestre com o mesmo

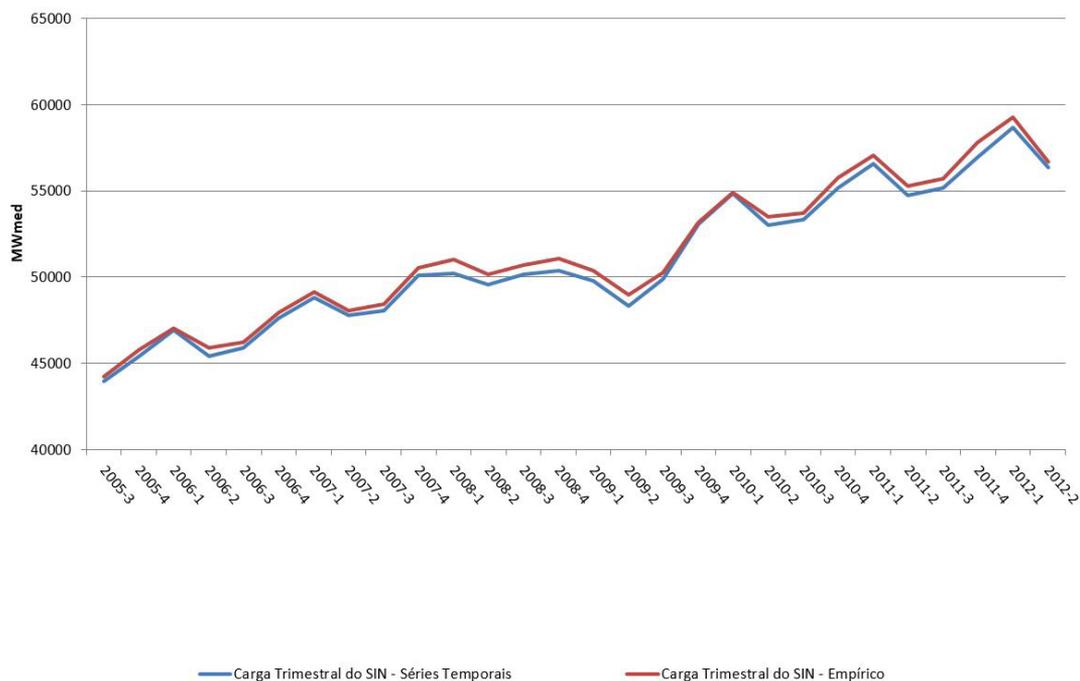


Figura 4. Série trimestral de carga ajustada, Séries Temporais vs método empírico para retirada do efeito temperatura do SIN.

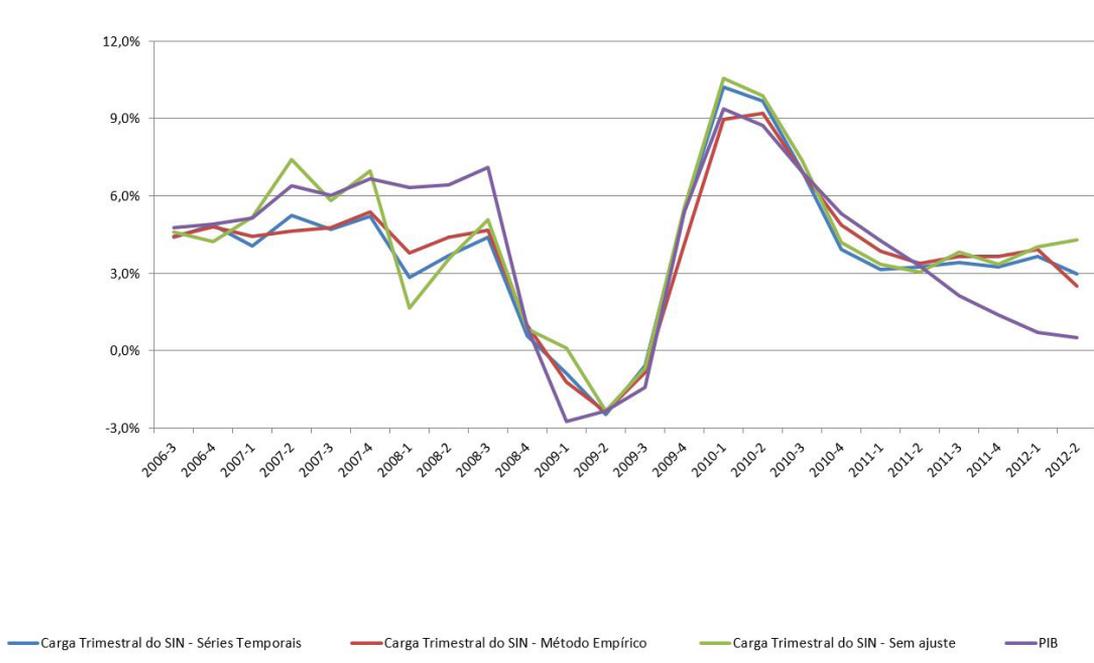


Figura 5. Séries trimestrais de variação de carga ajustada e PIB em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.

Tabela 1. Correlação entre as séries trimestrais de variação de carga com a série trimestral de variação do PIB.

Método	Correlação
Carga com ajuste - Empírico	90,7%
Carga com ajuste - Séries Temporais	92,0%
Carga sem ajuste	83,6%

trimestre do ano anterior e a série de variações de PIB do trimestral com o mesmo trimestre do ano anterior foram calculados e podem ser vistos na Tabela 1. A série de carga trimestral ajustada pelo modelo de Séries Temporais apresentou um coeficiente de correlação de 92% enquanto que a série de carga trimestral ajustada pelo método empírico teve um coeficiente de correlação de 90,7%. Todavia, a série de carga trimestral sem ajustes apresentou um coeficiente de correlação de 83,6% com a série trimestral do PIB. Dessa forma é mostrado que os ajustes de calendário, temperatura e semana morta adicionaram significativo ganho em relação ao coeficiente de correlação com a série trimestral do PIB, evidenciando que esses ajustes foram realizados com sucesso na tentativa de excluir fatores fortuitos que influenciam a série de carga.

Outro artifício de comparação é explicar a série trimestral do PIB pelas séries trimestrais de carga ajustadas. Isto é, a série do PIB será modelada, via modelos de Séries Temporais, pela carga ajustada e suas defasagens. Não serão incluídas no modelo as defasagens do PIB e do erro. O critério de seleção escolhido será o valor do coeficiente de determinação (R^2). Ou seja, a série de carga trimestral ajustada que apresentar o maior valor de R^2 na modelagem (isto quer dizer que ajustou melhor os valores do PIB) será considerado a série com melhor ajuste.

O R^2 ajustado pelo modelo de Séries Temporais foi de 89,58%, enquanto o do método empírico foi de 89,55%. Em relação ao ajuste, nota-se que ambas as metodologias foram capazes de filtrar a série de carga dos ofensores não econômicos e que não há diferença significativa entre essas metodologias.

4 Considerações finais

Sabendo-se que as séries de carga são influenciadas por diversos fatores, entre eles, efeitos de calendário, de temperatura e da economia, a série de carga mensal ajustada e a série trimestral de Variação de carga ajustada em relação ao mesmo trimestre do ano anterior apresentadas anteriormente são muito importantes para dar embasamento e apoio à decisão das empresas distribuidoras de energia elétrica que são obrigadas a participar dos leilões regulados propostos pelo governo. Para realizar os ajustes, foram utilizados dados diários de carga e temperatura disponibilizados pelo ONS.

Para tais ajustes, foram utilizadas duas abordagens diferentes, um método totalmente empírico para retirada dos ofensores de temperatura e calendário nas séries diárias e mensais e outra abordagem com os mesmos ajustes para a série mensal e diária para o efeito calendário, a exceção é no ajuste para retirada do efeito temperatura na série diária. O ajuste de temperatura na série diária na segunda abordagem é baseado em uma modelagem estatística de Séries Temporais.

Com a aplicação dos métodos, entende-se que apenas o ofensor econômico estaria influenciando a série de carga. Dessa forma, para comparação entre as abordagens, as séries mensais de carga foram consolidadas para frequência trimestral e comparadas com a série trimestral do PIB. Assim, a série de carga trimestral que melhor ajustar a série do PIB e apresentar o maior coeficiente de correlação entre essas séries será a série melhor ajustada em relação aos efeitos de calendário e temperatura. Para ajustar a série do PIB foi utilizado o modelo de Séries Temporais apenas com a variável de carga e suas defasagens como regressoras.

Notou-se que a diferença entre os ajustes é mínima e ambas as séries tiveram um ótimo poder de explicação para a série do PIB (valores de R^2 próximos de 90%). Vale observar que não foram incluídas defasagens do erro e nem da série do PIB nas modelagens, mostrando que as séries de carga ajustada e PIB são fortemente correlacionadas. O coeficiente de correlação entre a série de carga ajustada pela segunda abordagem e a série do PIB foi um pouco maior do que o coeficiente de correlação entre a série de carga ajustada pela primeira abordagem e a série do PIB, 92,0% e 90,7%, respectivamente. Além disso, o coeficiente de correlação entre a série de carga sem ajuste e a série do PIB também foi calculado, 83,6%. Isso mostra que ambas as abordagens geraram séries “limpas” das variações de calendário e temperatura.

Sugere-se como trabalho futuro a investigação de outras formas de avaliação do desempenho das duas metodologias descritas neste trabalho, aplicadas a outras séries.

Referências

- Apadula, F., Bassini, A., Elli, A., & Scapin, S. (2012). Relationships between meteorological variables and monthly electricity demand. *Applied Energy*, 98, 346-356. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.03.053>.
- Brasil. (2002, 29 de abril). *Lei nº 10.438, de 26 de abril 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica*. Brasília, DF: Diário Oficial da União.

- Brasil. (2004a, 30 de julho). *Decreto nº 5.163, de 29 de junho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências* (edição extra). Brasília, DF: Diário Oficial da União.
- Brasil. (2004b, 16 de março). *Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências* (pp. 2). Brasília, DF: Diário Oficial da União.
- Brasil. (2004c, 17 de agosto). *Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências*. Brasília, DF: Diário Oficial da União.
- Castro, N. J., Brandão, R., Mathias, J. F., Souza, R. C., Lobão, V., Ferreira, P. G. C., & Cyrino Oliveira, F. L. (2012). *Pesquisa sobre previsão de carga com base em cenários macro econômicos*. Rio de Janeiro: Grupo de Estudos do Setor Elétrico, UFRJ.
- Castro, N. J., & Leite, A. L. S. (2008). Estrutura de governança e a formação de holdings no setor elétrico brasileiro. *Estratégia e Negócios*, 1(2), 1-15.
- Hyndman, R. J., & Athanasopoulos, G. (2013). *Forecasting: principles and practice*. Recuperado em 07 de julho de 2015, de <http://otexts.org/fpp/>
- Leite, A. L. S., & Santana, E. A. (2006). Mercado de capacidade: uma alternativa para o setor elétrico brasileiro. *Revista de Desenvolvimento Econômico*, 8(14), 23-33.
- Maçaira, P. M., Silva, F.L.C., Oliveira, F.L.C., Calili, R.F., Lourenço, P. (2014). Statistical Analysis of the Brazilian Electricity Sector: a Top-down Long Range Energy Consumption and Supply Forecast Model. In *Anais do XLVI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. Salvador: SBPO.
- Pires, J. C. L., Giambiagi, F., & Sales, A. F. (2002). As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. *Revista do BNDES*, 9(18), 163-204.
- Rede Eléctrica de España – REE. (2012). *Boletín mensual*. Recuperado em 01 de janeiro de 2012, de <http://www.ree.es>
- Rede Eléctrica Nacional – REN. (2012). *Informação mensal do sistema eletroprodutor*. Recuperado em 01 de janeiro de 2012, de <http://www.ren.pt>
- Reis, L. B. (2003). *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade* (3. ed.). São Paulo: Manole.