

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 01/15
Estimativa da Capacidade Instalada de
Geração Distribuída no SIN:
Aplicações no Horário de Ponta

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2015

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 01/15
*Estimativa da
Capacidade Instalada de
Geração Distribuída no SIN:
Aplicações
no Horário de Ponta*



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Técnica

Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

Luciano Basto Oliveira

Luiz Gustavo Silva de Oliveira

Esse trabalho contou com a consultoria do
INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética
e com apoio da
**GIZ - Deutsche Gesellschaft für Internationale
Zusammenarbeit**

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714

Edifício Brasília Trade Center

70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2015

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

APRESENTAÇÃO

A análise da curva de carga do Sistema Interligado Nacional - SIN revelou indícios da existência de elevada capacidade de geração distribuída, isto é, de posse e uso diretamente pelo consumidor. Essa geração estaria impactando a curva de carga do SIN, especialmente no período classicamente definido como horário de ponta, entre 17h e 21h.

A EPE, em face da relevância da questão do atendimento à demanda de ponta no SIN, entendeu oportuno e necessário fazer diagnóstico da situação, com foco na identificação de um parque de geradores distribuídos operando no horário de ponta do sistema. Nesse sentido, a EPE, com apoio da GIZ - *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*, a agência alemã para cooperação internacional, contratou o INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética¹ e o trabalho realizado está documentado nesta nota técnica. O estudo contou ainda com a parceria do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico e da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, que forneceram dados fundamentais para que a análise fosse realizada.

A metodologia utilizada levou em conta os dados agregados do SIN, obtidos junto ao ONS. Tomou-se como ponto de partida a curva de carga anterior ao racionamento de 2001 (curva de carga no ano 2000), quando, supostamente, não haveria interferência significativa de geração distribuída. Foram então construídas curvas de carga hipotéticas para os anos seguintes ao racionamento, para semanas típicas de verão e de inverno, de modo a avaliar o efeito sazonal, as quais foram comparadas com as curvas de carga reais para o ano de 2014.

Os dados da ANEEL, especificados por subgrupos de tensão, foram utilizados para confirmar os resultados obtidos e para testar a hipótese de que os consumidores do subgrupo tarifário “A4”, pelas características da tarifação que lhes é aplicada, são que têm a maior participação na geração distribuída no horário de ponta.

Os resultados obtidos sugerem que existe uma importante capacidade instalada em motogeradores operada pelos consumidores haja vista que as medidas que esses consumidores adotam para reduzir seu custo de aquisição de energia no horário de ponta importam em um “afundamento” da curva de carga do sistema que varia de 7.000 a 9.000 MW.

¹ A equipe técnica do INEE que atuou neste trabalho foi: Osório de Brito (Coordenador); Fernando CS Milanez; Péricles Pinheiro e Luiz Carlos da Rocha (consultor em Estatística)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 01/15

*Estimativa da capacidade instalada em geração distribuída no SIN:
aplicações no horário de ponta*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	3
2	CONCEITUAÇÃO DO PROBLEMA	4
2.1	MEDIDAS DE GERENCIAMENTO DE ENERGÉTICO NO HORÁRIO DE PONTA	6
2.2	LÓGICA DA DECISÃO DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO NA PONTA	6
3	METODOLOGIA	8
3.1	LIMITES DA METODOLOGIA	11
3.2	CARACTERIZAÇÃO DOS DADOS UTILIZADOS	11
4	RESULTADOS	12
4.1	ANÁLISE COM DADOS DO ONS	12
4.2	ANÁLISE COM DADOS DA ANEEL	16
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	18

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da Curva de Carga diária do SIN no verão, de 2000 a 2014	4
Figura 2 - Evolução da Curva de Carga diária do SIN no inverno de 2000 a 2014	5
Figura 3 - Evolução da Participação das Classes de Consumo	9
Figura 4 - Curvas hipotéticas simuladas para o verão	12
Figura 5 - Curvas hipotéticas simuladas para o inverno	12
Figura 6 - Comparação curva real e hipotética verão de 2014 (MW)	13
Figura 7 - Comparação curva real e hipotética inverno de 2014 (MW)	13
Figura 8 - Variação horária a partir das curvas hipotéticas verão (MW)	14
Figura 9 - Variação horária a partir das curvas hipotéticas inverno (MW)	14
Figura 10 - Estimativa de carga gerenciada no horário de ponta no verão dados ONS.	15
Figura 11 - Estimativa de carga gerenciada no horário de ponta no inverno dados ONS.	15
Figura 12 - Curva de Carga por Subgrupo (MW)	16
Figura 13 - Estimativa de carga gerenciada no horário de ponta dados ANEEL	17

1 INTRODUÇÃO

O atendimento à demanda elétrica de ponta (demanda máxima) é questão relevante tanto para o planejamento da expansão² quanto para o da operação dos sistemas elétricos. Dada a importância da questão foi estabelecida a diferenciação tarifária por hora do dia, para que a curva de carga se acomodasse e que fosse reduzido o pico de consumo, reduzindo dessa forma investimentos tanto na expansão do parque gerador, quanto nos sistemas de transmissão e distribuição.

Todavia, observa-se que a diferença entre as tarifas de ponta e fora de ponta durante anos seguidos possibilitou o desenvolvimento de um mercado de geradores distribuídos, que operam somente no horário de ponta para evitar os custos tarifários³. Esse fenômeno se intensificou a partir de 2001, ano do racionamento de energia, quando o parque de geradores a diesel brasileiro aumentou significativamente no Brasil⁴.

A operação desses geradores no horário de ponta sem acompanhamento ou coordenação centralizada pode ser uma das causas da recente mudança da característica da curva de carga do Brasil no verão, onde a ponta deslocou-se do horário tradicional para o meio da tarde.

O presente estudo tem como objetivo principal elaborar uma estimativa da capacidade instalada de geração distribuída operando no horário de ponta, para isso passará também por objetivos secundários, como a identificação dos fatores determinantes da demanda de ponta, a conceituação da questão da geração distribuída na ponta, e a elaboração da metodologia. Por fim será realizada uma análise de energia disponibilizada e da possibilidade e custo da contratação da operação desses geradores.

² No Brasil, em razão da predominância do uso dos recursos hidráulicos na composição do parque gerador, a importância do atendimento à ponta no planejamento da expansão da geração foi relativizada por muitos anos. Contudo, na expansão da transmissão e da distribuição e no planejamento da operação, a questão sempre se mostrou relevante.

³ Por exemplo, um fornecedor do mercado, a *Cummins Power Generation*, anuncia em seu *website* as “aplicações *Prime Power*/Horário de Ponta” indicando economia de até 30% nos gastos com energia elétrica, retorno do investimento em um prazo médio de 2 anos e que possibilidade de financiamento por meio de Finame ou Cartão BNDES.

⁴ Segundo a Revista Brasil Energia, de 01 de dezembro de 2001, o crescimento das aquisições de grupos geradores a diesel, naquele momento, alcançou 220% nas importações, em relação ao período anterior ao evento; nos primeiros 7 meses de 2001, estas importações somaram um valor igual a US\$ 230 milhões. A STEMAC, talvez a mais importante ofertante destas instalações, declarou que parte das unidades vendidas especificamente para operar na hora da ponta, nos últimos anos, nas mais variadas potências, atingiram de 50.000 a 60.000 unidades. A ANACE - Associação Nacional dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica informa que há cerca de 20.000 geradores a diesel instalados no Estado de São Paulo, entre os seus associados.

2 CONCEITUAÇÃO DO PROBLEMA

A tarifação horossazonal do fornecimento de energia elétrica para consumidores de alta tensão foi introduzida no Brasil em 1982. A tarifação horossazonal leva em consideração as variações de carga ao longo do dia e a disponibilidade de energia no sistema durante épocas distintas do ano. Essa lógica tarifária tem como principal objetivo dar sinais econômicos ao consumidor para que a curva de carga do sistema possa evoluir de forma a contribuir para um menor custo sistêmico.

Oferecidas alternativas ao consumidor, este, como agente econômico racional, irá gerenciar sua demanda e seus custos de forma ótima. Caso o sinal econômico não seja adequado, as decisões ótimas do ponto de vista do consumidor poderão não ser ótimas do ponto de vista do sistema. Por exemplo, as decisões e o comportamento do consumidor poderão reduzir sua despesa com energia elétrica mas poderão significar custos adicionais para o sistema, vale dizer, para os demais agentes setoriais, inclusive outros consumidores. Assim, a tarifação deve ser tal que dê o sinal econômico adequado. No caso particular da tarifação horossazonal aplicada em alguns subgrupos tarifários, a diferenciação entre os postos tarifários (ponta e fora de ponta, por exemplo) tem estimulado, conforme pode ser percebido nas curvas de carga apresentadas nas Figuras 1 e 2, a redução da demanda no horário de ponta, o que, a julgar pela retomada da demanda após esse horário, pode ser atribuído à existência de geração distribuída.

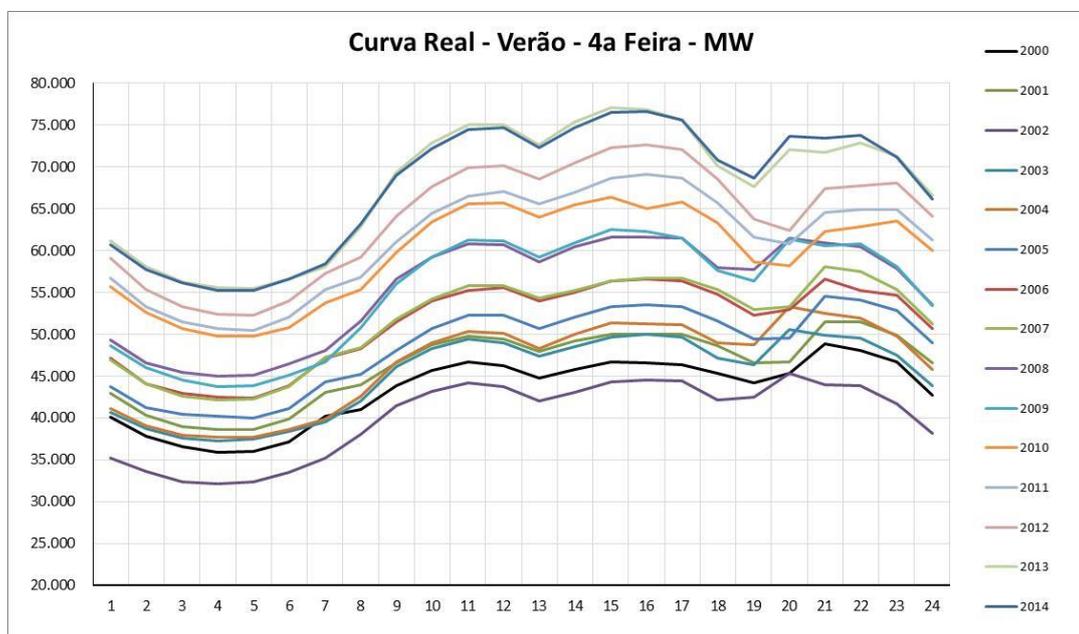


Figura 1 - Evolução da Curva de Carga diária do SIN no verão, de 2000 a 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

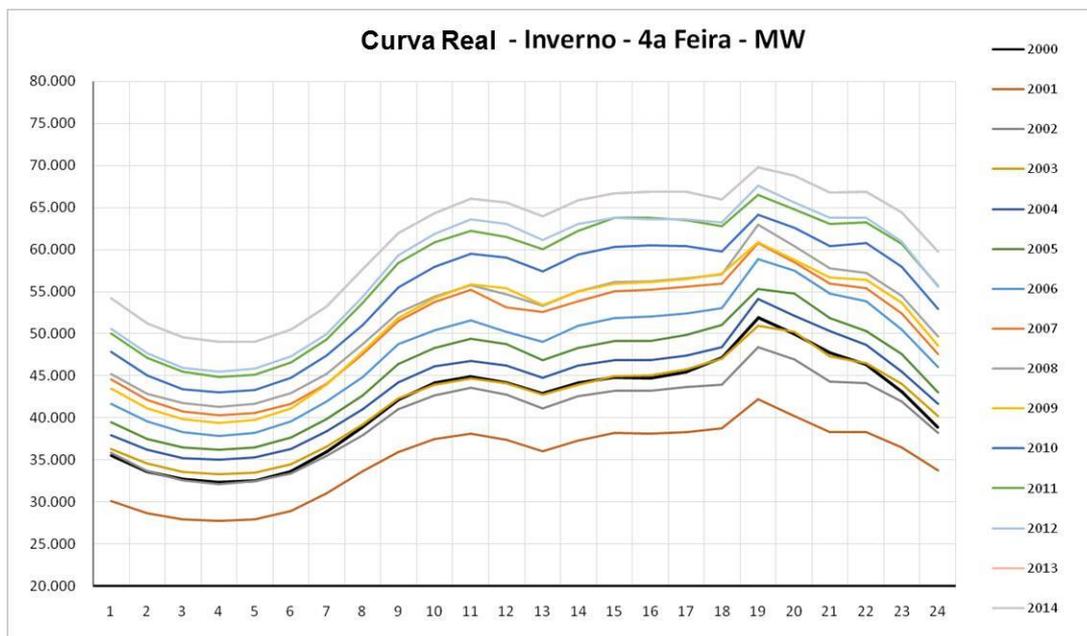


Figura 2 - Evolução da Curva de Carga diária do SIN no inverno de 2000 a 2014
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A análise dessas curvas indica mudanças no perfil do consumo: no verão, observa-se o deslocamento da ponta para a tarde; no inverno, a ponta se mantém no horário clássico (três horas consecutivas entre às 17h e às 21h), embora já se observe redução da diferença entre o patamar da carga nesse horário e no período da tarde. Somente essa redução já ensejaria uma análise mais minuciosa. No verão, a questão se apresenta de maneira mais acentuada: além do deslocamento da ponta, observa-se um afundamento mais acentuado da carga no horário de ponta clássico.

Vários fatores concorrem para a mudança do perfil da curva de carga. Entre outros fatores, destacam-se o aumento da posse de equipamentos condicionadores de ar nos setores residencial e comercial, o gerenciamento da carga no horário de ponta clássico, alterações no [fim] expediente do setor comercial e de algumas indústrias, o próprio horário de verão, que afeta a iluminação pública e, claro, o aumento da geração distribuída operando no horário de ponta.

Não se tem, de fato, medição explícita da quantidade de geração distribuída. Isso porque o que se mede é a alimentação das cargas, que provém do parque gerador centralizado e a geração distribuída “abate” ou reduz o fornecimento que vem da rede. Com efeito, os dados compilados, tanto os obtidos junto à ANEEL quanto aqueles provenientes do ONS, se referem à energia injetada pela rede. Assim, a geração distribuída deverá ser estimada.

Mas, além do comportamento da curva de carga, há outros indícios de que a geração distribuída, formada por um parque de motogeradores acionados a óleo diesel ou a gás natural, principalmente o primeiro, vem crescendo e é hoje significativa. Há mais de 80 fornecedores de equipamentos desta natureza atuando no mercado nacional de venda, locação e serviços de gerenciamento pelo lado da demanda para o consumidor, representa a relevância deste mercado. A STEMAC, um dos mais importantes fornecedores desse tipo de solução, declara que parte das unidades que vendeu nos últimos anos destinaram-se

especificamente para operar na hora da ponta, e já atingem número entre 50.000 a 60.000 unidades de várias potências. Também a ANACE - Associação Nacional dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica informa que, entre os seus associados no Estado de São Paulo, há cerca de 20 mil geradores a diesel instalados.

2.1 Medidas de gerenciamento de energético no horário de ponta

As principais medidas de gerenciamento energético utilizadas hoje por consumidores no horário de ponta são:

- gerenciamento de carga, ou seja, deslocamento ou desligamento de algumas cargas;
- eficiência energética, com as quais toda a curva de carga sofre uma redução, e
- geração de energia no horário da ponta, o que pode reduzir a zero a compra de energia da rede (consumo e demanda) durante esse horário.

O principal combustível para a geração de energia no horário da ponta é o óleo diesel. A viabilização do emprego do diesel varia de acordo com a região onde se situa o consumidor pois é função tanto da tarifa de energia elétrica, que varia de distribuidora para distribuidora, quanto do preço do diesel, sendo que, em qualquer caso, a tributação pelo ICMS se apresenta como fator importante.

O gás natural apresenta, em geral, preço elevado e oferta restrita em várias regiões. Mesmo em algumas regiões que dispõem deste energético, a malha muitas vezes é restrita e o custo dos alimentadores são atribuídos ao projeto de geração, o que muitas vezes o inviabiliza.

Já o uso de óleo combustível é inviável para um emprego restrito a três horas diárias na medida em que exige caldeira, turbina a vapor e gerador elétrico. Em geral, se destina a acionamentos por longos períodos, mesmo sendo seu preço inferior ao do diesel.

2.2 Lógica da decisão do investimento em geração na ponta

Dado que essa geração na ponta é distribuída, ou seja, trata-se de uma decisão tomada pelo consumidor final e não de maneira centralizada, importa aprofundar o entendimento da lógica desse investimento.

O consumidor que opta por essa medida de gerenciamento busca a redução dos custos com energia elétrica⁵, sendo, portanto, fatores determinantes para a decisão as tarifas na ponta incidentes sobre consumo e demanda. Sendo assim, consumidores na baixa tensão, que não estão sujeitos a tarifas de ponta, ou seja, consumidores que estão tarifados na tarifa convencional e em baixa tensão, não têm como nem porque adotar medida com essa. Apenas consumidores aos quais se aplicam tarifas diferenciadas no horário de ponta são, então, motivados a aplicar medidas dessa natureza.

⁵ Conforme já assinalado, a *Cummins Power Generation* outro importante fornecedor desses equipamentos promete em seu *site* que a sua solução para geração de energia na ponta traz economia de até 30% nas despesas com energia elétrica, pagando-se o investimento em 2 anos.

Assim sendo, os consumidores que, tipicamente, estão naturalmente aptos ao investimento em geração na ponta são aqueles tarifados na tarifa horossazonal “verde”, ou seja, consumidores conectados abaixo de 69kV e demanda contratada acima de 300kW. Outros consumidores potencialmente aptos a adotar medidas de gerenciamento da carga no horário de ponta são os tarifados da tarifa horossazonal “azul”. O que se observa, entretanto, é que, quando há opção pelo investimento e operação de um gerador distribuído na ponta, esses consumidores migram para a tarifação horossazonal “verde”. A razão para isto é que na tarifação “verde” se aplica apenas uma única tarifa de demanda enquanto que na tarifação “azul” há tarifa de demanda na ponta e fora da ponta, o que tende a inibir a solução da geração distribuída. Afinal, a custo da contratação de demanda na ponta é bastante superior ao custo de contratação de demanda fora da ponta.

O consumo de combustível pelo motogerador é também fator de custo relevante. No caso do uso do diesel, para uma eficiência de conversão de 35%, há, em média, um consumo de cerca de 0,29 litros de óleo por kWh, ou cerca de 3,5 MWh por litro⁶, com a potência do motor pouco influenciando nesse consumo específico. E, ainda, custos de investimento e de operação e manutenção fazem parte da equação na hora da decisão.

Por fim, outros fatores não diretamente quantificáveis, função do perfil do consumidor, tais como segurança energética e controle dos fatores de custo com energia elétrica, também podem influenciar a decisão de instalar geração distribuída.

⁶ Fabricantes indicam que, em geral, o consumo de diesel em motogeradores de 1.800 rpm varia entre 3 e 4 kWh por litro, dependendo das condições de manutenção e operação do equipamento.

3 METODOLOGIA

Por óbvio, a melhor maneira de quantificar a capacidade instalada de produção de energia em grupos motogeradores é através de levantamento de campo. Alternativamente, bons resultados seriam também obtidos a partir da compilação de dados “*bottom-up*” das distribuidoras⁷. Ambas as opções são intensivas em tempo e demandam acesso a dados específicos dos consumidores e das distribuidoras.

Assim sendo, com o objetivo de se ter um diagnóstico mais rápido, a EPE e o INEE desenvolveram metodologia expedita para estimar essa capacidade a partir de dados agregados do SIN e da ANEEL.

Utilizando dados do SIN, obtidos junto ao ONS, a metodologia seguiu as seguintes premissas e observações:

- (i) Tomou-se como referência o ano de 2000, imediatamente anterior ao racionamento, entendendo que não existia capacidade de geradores distribuídos na ponta em número relevante antes desse ano.

O senso comum é que o racionamento de 2001 provocou o crescimento do parque de geração distribuída, ocasionando, a partir de então, mudanças na característica da curva de carga.

Assim, a curva de carga do ano 2000 foi utilizada com referência.

- (ii) A repartição do consumo de energia elétrica segundo as principais classes de consumidores, a saber industrial, comercial, residencial e outros, não mudou significativamente ao longo dos anos.

Ao longo do tempo, houve basicamente elevação do patamar de consumo, devido ao crescimento da base de consumidores (número de unidades consumidoras) e ao consumo por consumidor. A Figura 3 evidencia o exposto.

- (iii) Foram utilizados dados de uma semana típica do verão e de uma semana típica do inverno, desde 2000 até 2014, atendendo às seguintes condições: (a) não há feriados na semana escolhida; (b) a semana escolhida no verão, preferencialmente, é a que ocorreu recorde de demanda; (c) a semana escolhida no inverno, preferencialmente, é que ocorreu a demanda média mais baixa.
- (iv) Construiu-se uma curva de carga hipotética para cada uma dessas semanas tomando-se como base a curva de carga do ano 2000 e avaliando-se, em seguida, as diferenças horárias. Essa curva hipotética baseada na curva do ano 2000, foi construída a partir de cálculo de médias, como se descreve a seguir:

⁷ A EPE, juntamente com o INEE, desenvolveu uma metodologia de levantamento de dados “*bottom-up*” que pode ser um próximo passo para o refinamento dessa capacidade instalada.

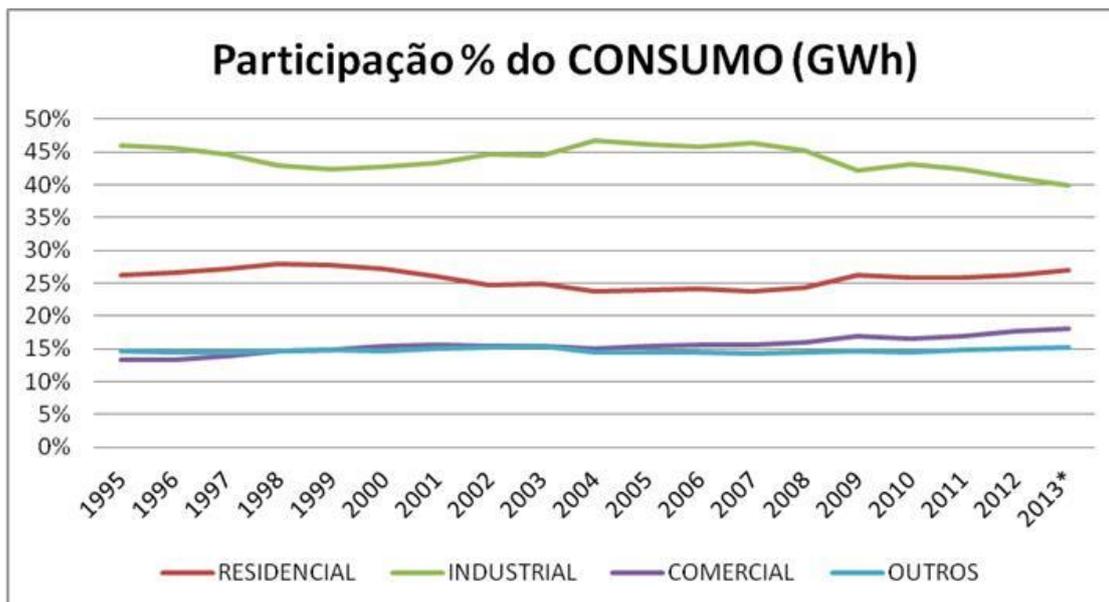


Figura 3 - Evolução da Participação das Classes de Consumo

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

1º passo

Calcular a média aritmética das demandas máximas horárias de cada dia da semana (para semana do inverno e semana do verão) do ano 2000

$$\overline{DM}_{d_i}^a = \left(\sum_i DM_{d_i}^a \right) / 24$$

2º passo

Calcular a variação absoluta das Demandas Máximas Horárias em relação a $\overline{DM}_{d_i}^a$

$$\Delta DM_{d_i}^a = DM_{d_i}^a - \overline{DM}_{d_i}^a$$

3º passo

Calcular a variação percentual do ano 2000

$$\Delta DM_{d_i}^{2000\%} = DM_{d_i}^{2000} / \overline{DM}_{d_i}^{2000}$$

4º passo

Calcular os valores horários a partir da variação percentual do ano 2000.

$$DMh_{d_i}^a = \overline{DM}_{d_i}^a * (1 + \Delta DM_{d_i}^{2000\%})$$

5º passo

Calcular a diferença de carga nas horas limites de do horário de ponta (entrada e saída) para a curva hipotética.

$$\text{retomada de carga} = DMh_{d_i}^a - DMh_{d_{i-1}}^a$$

6º passo

Calcular a média da retomada de carga para os úteis.

$$\text{Estimativa} = \text{média}(\text{retomada de carga}_{\text{dias úteis}})$$

Onde:

$\overline{DM}_{d_i}^a$ - média aritmética das demandas máximas horárias de cada dia da semana;

$DM_{d_i}^a$ - demanda máximas horárias de cada dia da semana;

$\Delta DM_{d_i}^a$ - variação absoluta das demandas máximas horárias em relação a média diária;

$\Delta DM_{d_i}^{2000}\%$ - variação percentual do ano 2000 das demandas máximas horárias em relação a média diária para o ano 2000;

$\Delta DM_{d_i}^{2000}$ - variação das demandas máxima por hora em relação a média diária das demandas máximas por dia da semana para o ano 2000

\overline{DM}_d^{2000} - média diária das demandas máximas horárias de cada dia da semana para o ano 2000;

$DMh_{d_i}^a$ - demanda máxima horária simulada para o ano a, dia d, e hora i;

a - Ano analisado, de 2000 a 2014;

d - dia da semana

i - hora do dia

Vale ressaltar que, para efeito de estimar a geração distribuída na ponta, o mais adequado é considerar o término do horário de ponta, quando ocorre a recuperação de carga. No início do horário de ponta, uma conjunção de vários fatores que contribuem para o aumento da carga, como iluminação pública e a demanda residencial, podem mascarar ou compensar parte do afundamento da carga devido à geração distribuída, prejudicando a estimativa.

Os dados da ANEEL, especificados por subgrupos de tensão, forma utilizados para confirmar os resultados obtidos a partir dos dados do ONS e, adicionalmente, para testar a hipótese de que o subgrupo tarifário “A4” concentre os consumidores que possuem geração distribuída, concentrando portanto o efeito de afundamento de carga.

O “passo 5” da metodologia descrita também é aplicado aos dados da ANEEL referentes ao subgrupo tarifário “A4”. Ou seja, são analisadas a variação horária de carga no início e no término do horário de ponta.

3.1 Limites da metodologia

Deve-se reconhecer que há um conjunto de outras ações que contribuem para o afundamento da carga no horário de ponta, tais como medidas de gerenciamento da demanda, medidas de eficiência energética, deslocamento de cargas, desligamento de cargas etc.

Por outro lado, há diversos fatores que contribuem para o aumento da carga no horário de ponta e que elementos de dificuldade para a análise que busca quantificar a geração distribuída. São eles:

- a) entrada da iluminação pública, que ocorre durante o horário de cobrança da tarifa de ponta, sendo que durante o “horário de verão” esse efeito, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, é deslocado para o final do horário;
- b) comportamento dos consumidores atendidos em baixa tensão, residenciais e outros, para os quais não há qualquer diferenciação de preço no horário de ponta;
- c) comportamento dos consumidores optantes da tarifação convencional para os quais não há qualquer diferenciação de preço no horário de ponta;
- d) comportamento dos consumidores optantes da tarifação horossazonal “azul”, para os quais não há economias relevantes que justifiquem implantar autogeração no horário de ponta;
- e) comportamento dos consumidores livres para os quais também não há economias relevantes que justifiquem implantar autogeração no horário de ponta;
- g) adoção do “horário de verão”, que adia em uma hora a entrada no horário de ponta, intensificando o efeito das influências citadas anteriormente.

Assim sendo, e por tratar com dados agregados, a metodologia descrita não permite calcular, com exatidão, a capacidade instalada de geradores distribuídos na ponta, embora a estimativa assim realizada apresente-se relevante.

3.2 Caracterização dos dados utilizados

A seguir são especificados os dados utilizados.

- Dados do ONS:
 - demanda máxima instantânea do dia - DMID (de 2000 a 2014 e de uma semana no inverno e uma semana no verão);
 - demanda máxima na ponta da carga - DMPC (de 2000 a 2014 e de uma semana no inverno e uma semana no verão);
 - demanda máxima horária (DMH).
- Dados da ANEEL
 - demanda dos consumidores tarifados na “verde” horossazonal;
 - demanda dos consumidores residenciais ou da classe “B”;
 - demanda dos consumidores tarifados nas classes “A1” e “A2”;
 - demanda dos consumidores optantes pelo mercado livre;
 - demanda originária da iluminação pública.

4 RESULTADOS

4.1 Análise com dados do ONS

Aplicando a metodologia, que utiliza a curva de carga do SIN do ano 2000 como base e depois são simuladas curvas para os anos seguintes, de 2001 a 2014. As curvas simuladas para os anos seguintes, para uma semana do verão e uma semana do inverno, estão apresentadas a seguir.

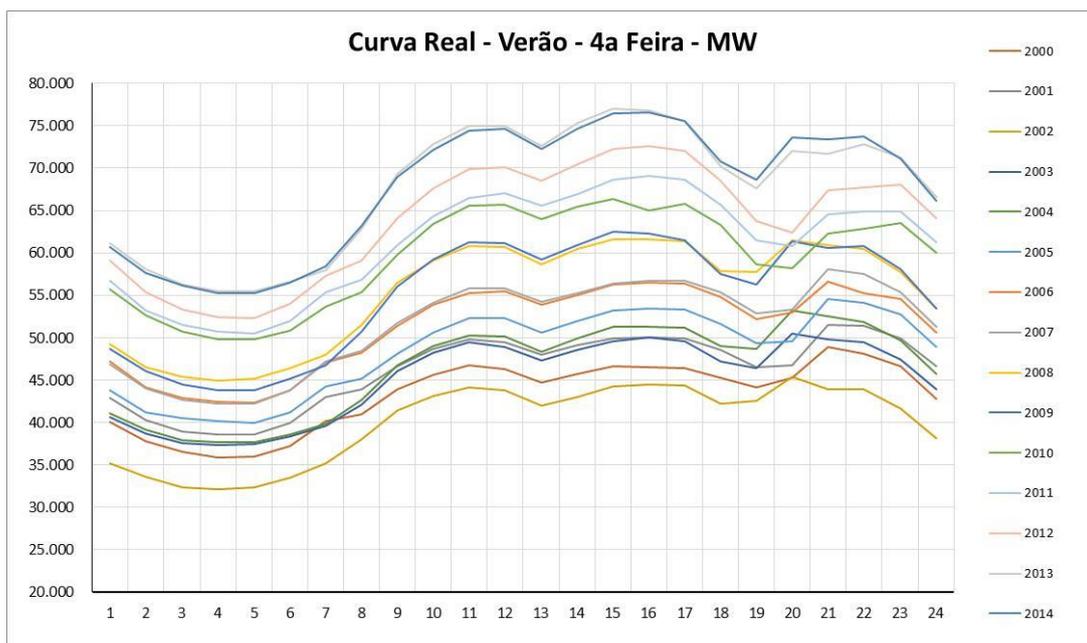


Figura 4 - Curvas hipotéticas simuladas para o verão
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

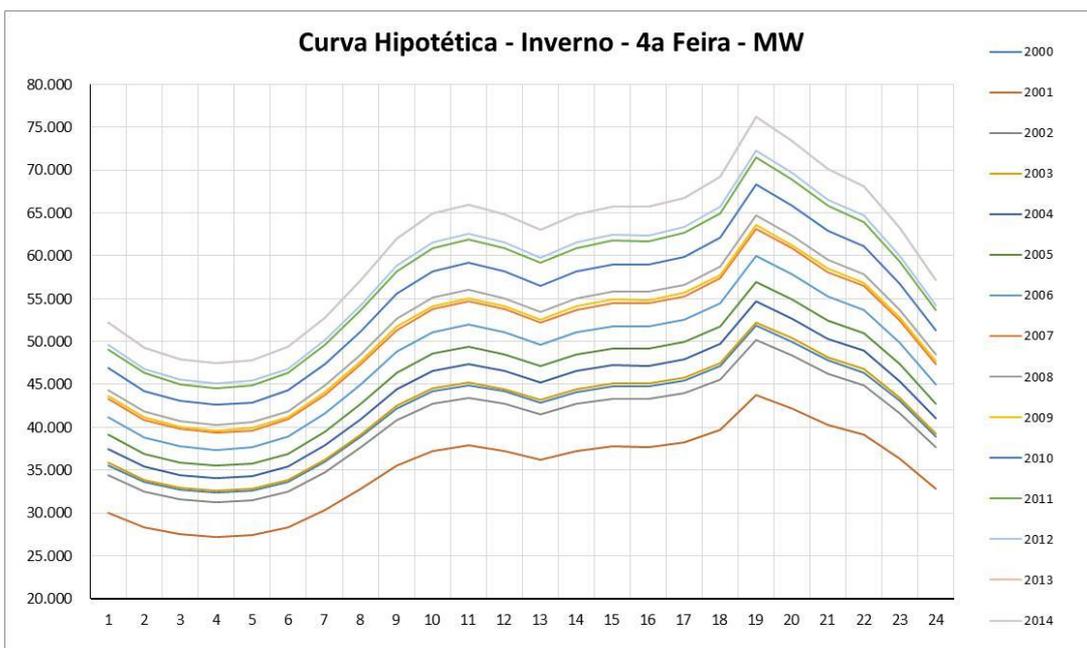


Figura 5 - Curvas hipotéticas simuladas para o inverno
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A partir do cálculo das curvas hipotéticas foram realizadas as comparações com as curvas reais para o ano de 2014, dia específico (quarta-feira), verão e inverno, as quais estão expostas nos gráficos seguintes.

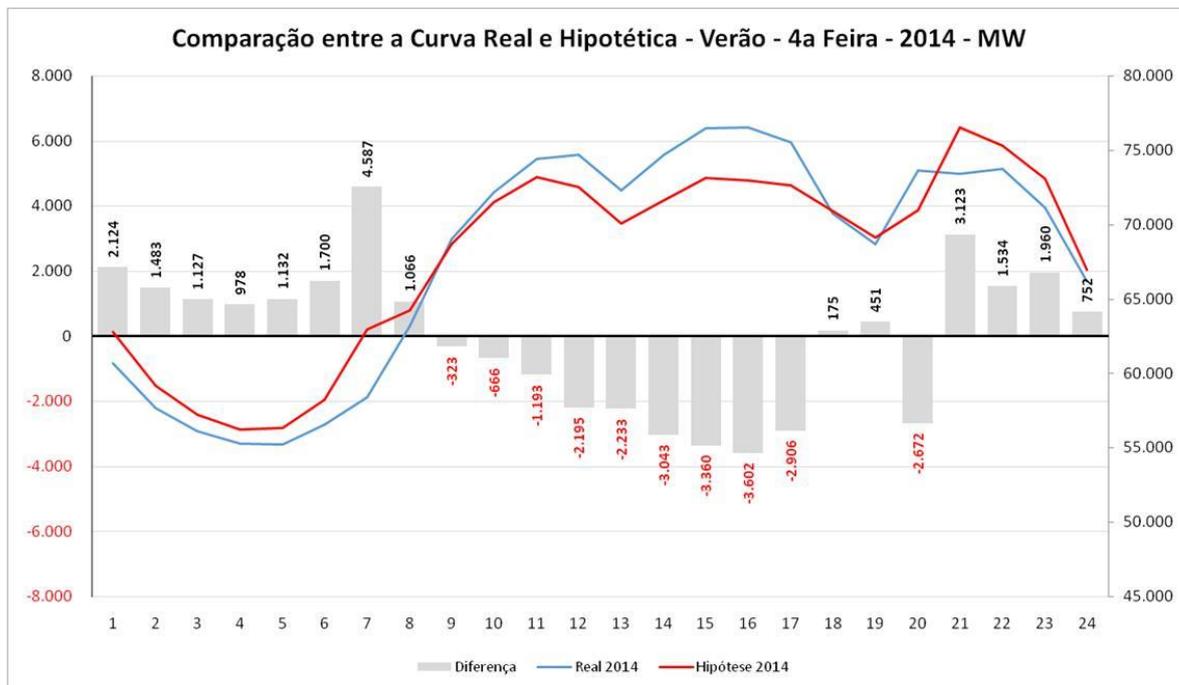


Figura 6 - Comparação curva real e hipotética verão de 2014 (MW)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

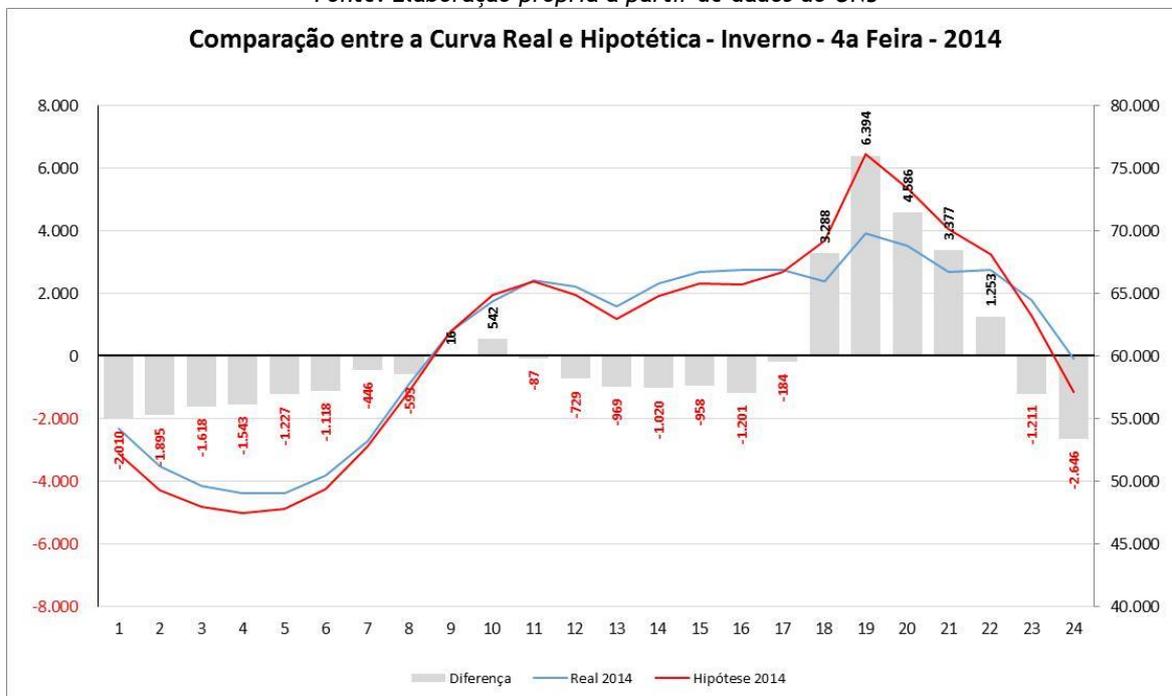


Figura 7 - Comparação curva real e hipotética inverno de 2014 (MW)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Com isto foi possível verificar as variações horárias (carga máxima da hora i - carga máxima da hora $i-1$) para o ano de 2014, verão e inverno, apresentadas abaixo.

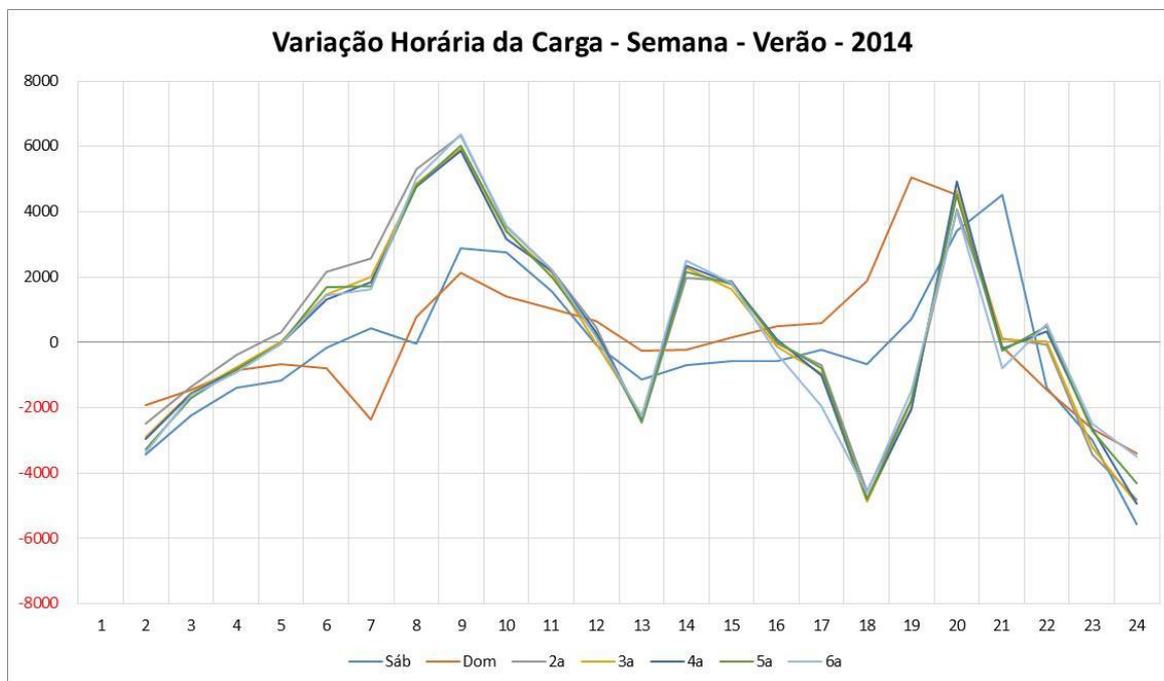


Figura 8 - Variação horária a partir das curvas hipotéticas verão (MW)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

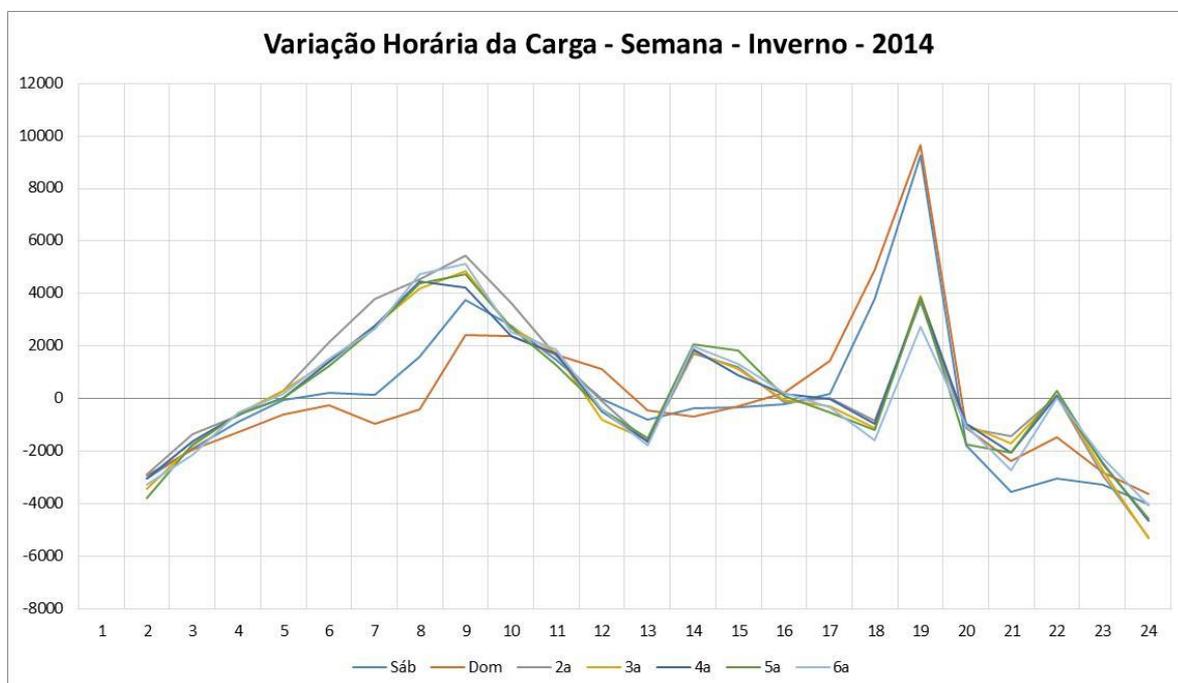


Figura 9 - Variação horária a partir das curvas hipotéticas inverno (MW)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Após a análise desses dados e curvas para todos os dias úteis da semana, foi realizada a média das saídas de carga (início do horário de ponta) e das retomadas de carga (término do horário de ponta) para o cálculo das estimativas. Os resultados são expostos nos gráficos abaixo, para o inverno e para o verão.

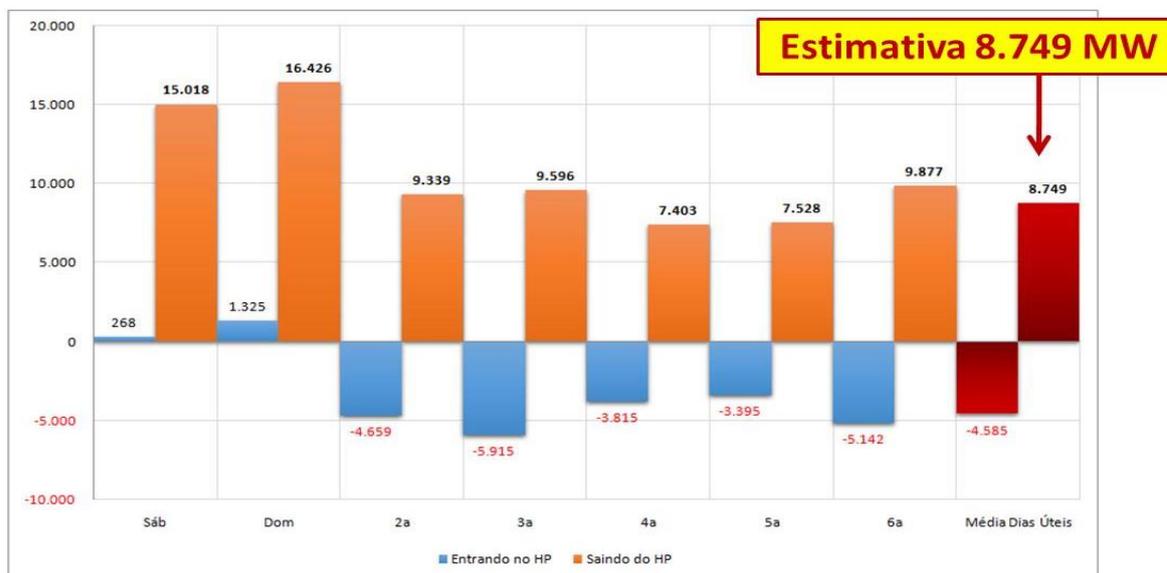


Figura 10 - Estimativa de carga gerenciada no horário de ponta no verão dados ONS.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

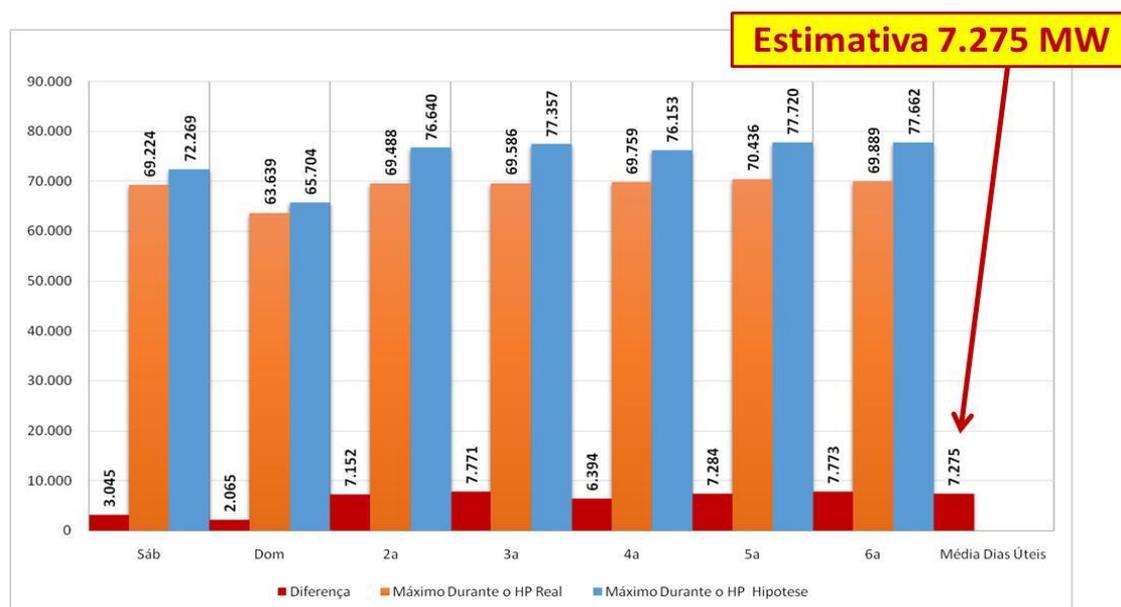


Figura 11 - Estimativa de carga gerenciada no horário de ponta no inverno dados ONS.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Pode-se observar que a estimativa da semana no inverno é menor que a estimativa da semana no verão, isso é consequência de um menor patamar de carga no inverno e menor necessidade de operação dos geradores nessa época do ano.

4.2 Análise com dados da ANEEL

Com a agregação dos dados da ANEEL, fornecidos por distribuidora e subgrupo tarifário, foi possível construir a curva de carga destes subgrupos. No gráfico seguinte estão expostas estas curvas de carga.

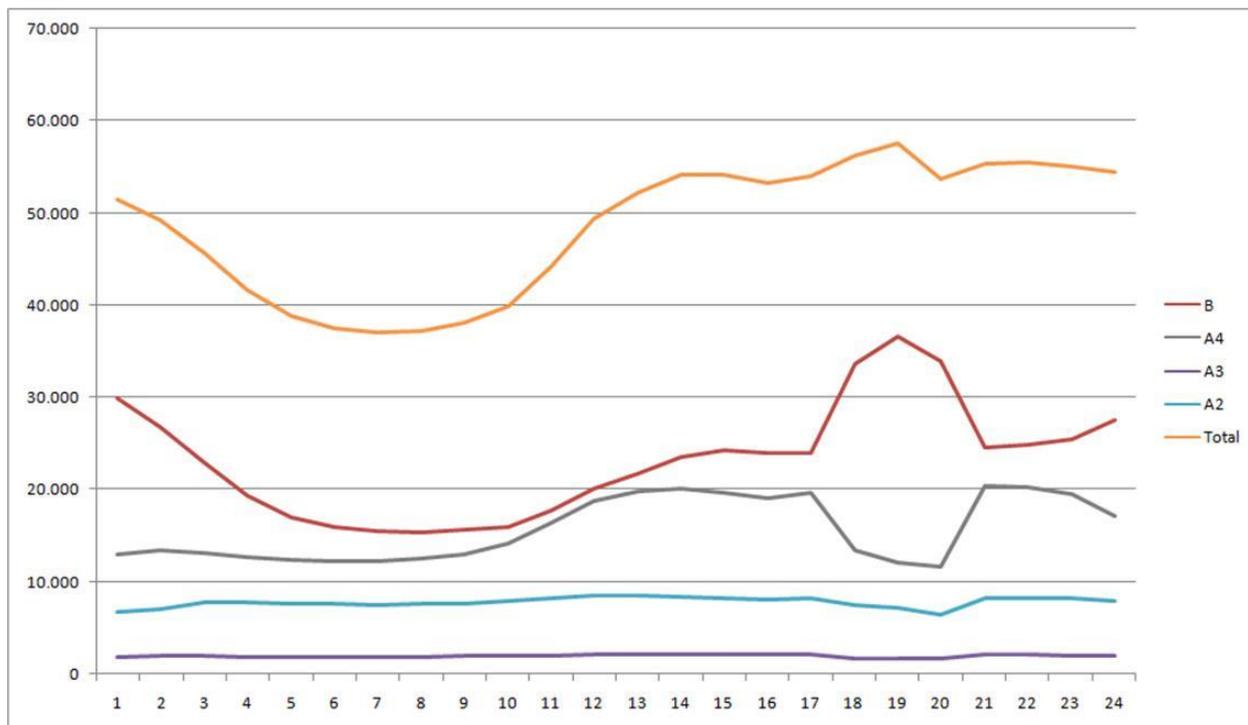


Figura 12 - Curva de Carga por Subgrupo (MW)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A análise desse dados confirma a premissa de que o subgrupo com maior capacidade de geradores na ponta é o subgrupo “A4”, que apresenta grande redução de carga no horário de ponta. O gráfico também evidencia que está correta a premissa de que no início do horário de ponta há uma compensação do afundamento de carga do subgrupo “A4” pelo aumento da demanda dos consumidores de baixa tensão, quando há a análise de dados Agregados do SIN (análise com dados do ONS). Apesar dos subgrupos “A3” e “A2” apresentarem um leve afundamento de carga no horário de ponta a grande contribuição é do subgrupo “A4”.

Em seguida, do mesmo modo que o realizado com os dados do ONS, foi calculada a variação de demanda horária (demanda da hora i - demanda da hora $i-1$), para verificar a saída de carga com o início do horário de ponta e a retomada de carga com o fim do horário de ponta. A título de comparação foi plotada também a curva dos consumidores de baixa tensão para evidenciar mais uma vez o efeito compensatório na curva agregada do SIN. No gráfico seguinte está exposta a estimativa com base nos dados disponibilizados pela ANEEL.

SIN - Variação de Carga por Hora - Comparação entre B e A4 - MW

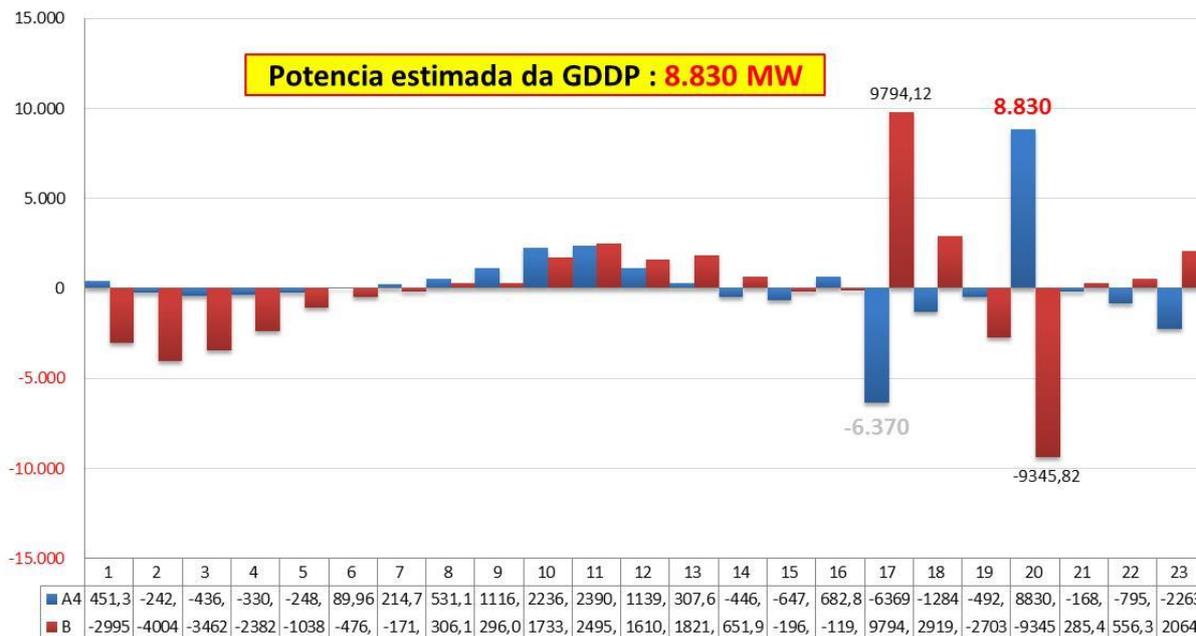


Figura 13 - Estimativa de carga gerenciada no horário de ponta dados ANEEL

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A análise indica que a estimativa calculada com os dados da ANEEL, para o subgrupo “A4”, de 8,8 GW, é praticamente a mesma calculada para semana de verão com os dados do ONS, 8,75 GW.

Outro ponto relevante da análise com dados da ANEEL é o caráter conservador da estimativa, uma vez que foi feita considerando somente os consumidores “A4”, sem levar em conta os afundamentos de carga, principalmente, do subgrupo “A3”, em que há também consumidores submetidos à tarifa horossazonal “verde”. Além disso, os dados da ANEEL não são todos da mesma época do ano, não representando, assim, o valor máximo do afundamento de carga. A análise da curva por subgrupo tende a ser menos incerta, dado que há menos fatores de imprecisão na análise.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O elevado valor da tarifa demanda na ponta e os efeitos do racionamento de 2001 justificaram a adoção, pelo consumidor, de medidas de gerenciamento da carga no horário de ponta, inclusive a instalação de autogeração distribuída. Neste trabalho foram realizadas estimativas do efeito dessas medidas a partir de dados de carga do SIN, fornecidos pelo ONS, e dos consumidores do subgrupo tarifário “A4”, fornecidos pela ANEEL.

Os valores obtidos, de 7,3GW e 8,75 GW considerando, com dados do ONS, as semanas de inverno e verão, e de 8,8 GW com dados da ANEEL, indicam que essas medidas de gerenciamento da carga adotadas pelos consumidores são bastante relevantes para o sistema elétrico brasileiro, representando perto de 10% da demanda máxima do SIN.

Naturalmente, a metodologia adotada para fazer estas estimativas não permitiu identificar a capacidade exata de geração distribuída operando no horário de ponta, pois é baseada em análise de dados agregados. Com efeito, há outras medidas de gerenciamento energético (gerenciamento de cargas e eficiência energética) e fatores de variação da carga nesse horário (término do horário comercial de serviços e algumas indústrias e aumento de carga de iluminação pública e consumidores de baixa tensão) que estão incluídas na estimativa realizada a partir de dados agregados.

Contudo, é do senso comum que a medida de gerenciamento de maior relevância é a geração distribuída na ponta, utilizando motogeradores acionados a diesel ou a gás natural. De fato, em termos quantitativos, as outras medidas de gerenciamento de carga tem menor impacto, até porque a maioria dos consumidores não tem a possibilidade de reduzir de maneira abrupta seu consumo e as medidas de eficiência energética têm impacto sobre toda a curva de carga e não somente no horário de ponta. Outro ponto importante é que praticamente todo “afundamento” de carga está localizado no subgrupo tarifário “A4”.

Esse parque gerador constitui uma reserva real do sistema elétrico, que pode ser utilizada em situações críticas a partir de estímulos especialmente orientados para tal⁸. De fato, em tempos de redução da disponibilidade hídrica com a que o sistema elétrico vem sofrendo nos últimos anos em razão de prolongada estiagem, é interessante avaliar se uma quantidade de energia adicional poderia ser disponibilizada por esses geradores e qual o [possível] custo dessa energia.

Nessa linha de raciocínio, e apenas para efeito de cálculo, admita-se, em uma hipótese conservadora, que as contribuições para o “afundamento” da curva de carga de cada uma das medidas que o consumidor tem adotado para reduzir seu custo de energia na hora da ponta, são iguais, em termos quantitativos. Nessa hipótese, a capacidade instalada em geração

⁸ A decisão do consumidor em realizar investimento em autogeração se faz pela comparação entre o custo de aquisição da energia elétrica (no horário de ponta) e o custo da energia autogerada, que compreende remuneração do investimento, despesas de operação e manutenção e gasto com combustível. Assim, uma geração adicional se daria, por suposto, fora do horário de ponta e o estímulo ao consumidor para oferecer essa geração adicional ao sistema deve levar em conta, de um lado, todo o custo de geração acima indicado e, de outro, a tarifa de energia elétrica fora da ponta. Embora a tarifa de energia fora-de-ponta assuma valores bem mais baixos do que a do horário da ponta, pode-se considerar que ela é suficiente para cobrir a remuneração do investimento e os custos de operação e manutenção dos grupos de motogeradores. O custo não coberto seria, então, o custo do combustível.

distribuída seria de cerca de 3.000 MW. Operada 3 horas por dia, considerando 20 dias [úteis] por mês, essa capacidade disponibiliza ao sistema aproximadamente 250 MWh médios (180 GWh por mês), geração equivalente à de uma usina térmica de 300 MW operando de maneira contínua com fator de capacidade de cerca de 85%. Nesses termos, e supondo, ainda, que essa geração [adicional] de energia fosse feita por meio de motogeradores a diesel com eficiência típica dos equipamentos disponíveis no mercado (eficiência de 35% na conversão e consumo de 290 l/MWh) e o preço do litro do diesel a R\$ 2,414⁹, ter-se-ia:

- preço da energia adicional disponibilizada para o sistema: R\$ 700 por MWh;
- consumo adicional de combustível: 52 milhões de litros por mês;
- custo mensal para o sistema da energia adicional: R\$ 125 milhões.

Esse exercício confirma que o custo dessa geração é bastante alto, sobretudo quando comparado aos preços dos leilões de expansão da oferta de energia e mesmo às tarifas finais dos consumidores. Eventualmente, o sinal econômico que vem sendo dado a um certo grupo de consumidores deva ser reavaliado. Mas, por outro lado, mesmo com custo elevado, a disponibilidade de uma capacidade instalada no sistema elétrico que possa operar em situação de estresse sistêmico pode ser interessante se se tem em conta o custo do déficit, certamente muito mais elevado.

De qualquer modo, os impactos das medidas que vêm sendo adotadas pelo consumidor, em especial a geração distribuída no setor elétrico, merecem análise mais detalhada em trabalhos futuros. Três impactos merecem destaque:

- (i) deslocamento da ponta do horário clássico para o meio da tarde pode ser consequência desse parque gerador; assim, caso haja a mudança do horário de ponta clássico (entre 17h e 21h) ou haja a saída dessa operação, há a possibilidade de um retorno da ponta para seu horário clássico;
- (ii) caso se altere a condição para a operação desses equipamentos (custo do combustível somado ao custo de capital tornar-se superior ao custo da energia da rede), a lógica econômica indica que ocorrerá um desligamento destes grupos motogeradores. Neste caso, há necessidade de analisar qual a alternativa para atendimento do consumo de energia desse grupo de consumidores e de avaliar a capacidade de atendimento da rede de algumas distribuidoras que tenham um parque instalado de geradores distribuídos relevante;
- (iii) a utilização desse parque gerador distribuído sob uma ótica de eficiência sistêmica pode ser interessante em alguns pontos, como: identificar o comportamento de geradores distribuídos para incentivar esquemas mais eficientes como a cogeração a gás natural, possibilidade de substituição do diesel por combustíveis renováveis como o biodiesel e biometano, incentivando esses mercados, e possibilidade de coordenação e contratação desse parque quando necessário ao sistema.

Por fim, dado que os montantes estimados são relevantes dentro do cenário de carga nacional é indicado que seja realizada uma análise mais minuciosa, com dados “*bottom-up*” das distribuidoras para que sejam reduzidas as incertezas nas estimativas.

⁹ Preço médio do óleo diesel nas distribuidoras em fevereiro de 2015 (preço médio Brasil). Fonte: ANP (http://www.anp.gov.br/preco/prc/Resumo_Mensal_index.asp). Por região, segundo a mesma fonte e no mesmo período, o preço médio do litro do diesel varia entre R\$ 2,354 (Sul) e R\$ 2,555 (Norte).