

Rio de Janeiro, 14/09/2021

Sr.: Christiano Vieira da Silva

Empresa: Ministério das Minas e Energia

Cargo: Secretário de Energia Elétrica

Assunto:

Avaliação da aplicação do Horário de Verão em 2021 - Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

Ref.:

[a] MME-Ofício nº 21/2021/CGDE/DMSE/SEE/MME - Horário de Verão. SEI - Acesso Externo ao Processo nº 48370.000121/2021-11.

[b] CTA-ONS DGL 1929/2021 de 06 de setembro de 2021.

[c] NT-ONS DPL 0107/2021 - Avaliação dos Efeitos do Horário de Verão nos Subistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul do Brasil

Prezado Secretário,

1. Em atenção ao Ofício em Referência [a], por meio do qual é solicitado que este Operador faça avaliação expedita com relação a eventuais benefícios da aplicação do horário de verão no Sistema Interligado Nacional, e em complementação à correspondência [b], encaminhamos anexa a NT-ONS DPL 0107/2021 “Avaliação dos Efeitos do Horário de Verão nos Subistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul do Brasil” [c].
2. A Nota Técnica que ora encaminhamos [c] consolida as avaliações realizadas sobre os efeitos da aplicação do horário de verão em parte do território brasileiro e confirma as principais conclusões registradas na carta [b], as quais reproduzimos a seguir para pronta referência:
 - a. As análises do ONS, utilizando métodos de séries temporais, não identificaram redução significativa de energia quando todo o período diário é considerado.
 - b. A adoção do Horário de Verão tem como principal objetivo reduzir a demanda no horário da ponta noturna com o aproveitamento da iluminação solar no final da tarde;
 - c. A redução na carga recai principalmente na classe dos consumidores residenciais e no atraso na entrada da iluminação pública neste período;
 - d. A elevação da temperatura a partir de setembro acarreta o aumento do consumo de energia devido ao uso de aparelhos de refrigeração nas madrugadas até o início da manhã, durante às tardes e nos horários ampliados do comércio;

- e. Portanto, a implantação do Horário de Verão reduz a demanda máxima no horário de ponta noturna, das 18h às 21h, mas não tem efeito sobre a demanda máxima do dia que ocorre tipicamente no período da tarde nos meses de outubro a março;
 - f. Por outro lado, a adoção do Horário de Verão reduziria as situações de déficit de potência e de invasão da Reserva operativa no horário de ponta noturna esperadas para novembro/2021 segundo o Cenário A dos Estudos Prospectivos (sem oferta adicional) apresentado na 253ª Reunião do CMSE (Extraordinária) ocorrida em 30/08/2021.
3. Cumpre ressaltar que as análises e conclusões que ora encaminhamos não consideram os efeitos da Portaria nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021, nem tampouco da Resolução nº 2 da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética - CREG, de 31 de agosto de 2021, em função da ausência de dados históricos e experiências similares que permitam inferir o seu impacto na curva de carga do SIN.
 4. Colocamo-nos à disposição de V.Sa. para esclarecimentos adicionais se necessários.

Atenciosamente,

Luiz Carlos Ciocchi

Diretor Geral

AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DO HORÁRIO DE VERÃO NOS SUBSISTEMAS SUDESTE/CENTRO-OESTE E SUL DO BRASIL

NT-ONS DPL 0107/2021

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova
20211-160 – Rio de Janeiro – RJ
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

© 2021/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DPL 0107/2021

AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DO HORÁRIO DE VERÃO NOS SUBSISTEMAS SUDESTE/CENTRO-OESTE E SUL DO BRASIL

Setembro/2021

Sumário

1	Introdução e Objetivo	4
2	Descrição da Metodologia Proposta pelo ONS	6
3	Aplicação da Metodologia proposta	7
3.1	Comparação dos Padrões da Carga Dentro e Fora do HV	7
3.2	Cálculo do efeito global do HV (Demanda e Energia)	8
3.3	Avaliação dos Resultados Verificados de Energia da Medida do Horário de Verão	10
3.3.1	Modelo de Regressão Dinâmica	10
4	Conclusões	13
5	Bibliografia	14
6	Anexo	15

1 Introdução e Objetivo

O Horário de Verão – HV é uma das principais políticas públicas promovidas pelo Setor Elétrico Brasileiro – SEB, através do Ministério de Minas e Energia – MME, com vistas à redução de demanda no horário de ponta noturna.

O HV foi instituído pelo Decreto-Lei nº 4.295, de 13 de maio de 1942 e regulamentado em caráter permanente pelo Decreto da Presidência da República nº 6.558, de 08 de setembro de 2008, quanto à sua abrangência e vigência. Após a alteração promovida pelo Decreto nº 7.826, de 15 de outubro de 2012, o HV abrange os seguintes estados: Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e no Distrito Federal.

Após a alteração promovida pelo Decreto nº 9.242, de 15 de dezembro de 2017, o HV passou a entrar em vigor a partir de zero hora do primeiro domingo do mês de novembro, devido às eleições de 2018, perdurando até a zero hora do terceiro domingo do mês de fevereiro do ano subsequente, exceto quando o término da medida coincidia com o Carnaval, caso em que seria postergado para o domingo seguinte.

Porém, em abril de 2019, por meio do Decreto nº 9.772, de 25 de abril, foi encerrada a aplicação do horário brasileiro de verão. O encerramento teve por base estudos do Ministério de Minas e Energia (MME), conduzidos com apoio do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que comprovaram que o horário de verão deixou de produzir os resultados para os quais foi formulado, perdendo sua razão de ser aplicado sob o ponto de vista do setor elétrico. A medida já não gerava economia de energia elétrica, diferente dos anos anteriores, em razão das mudanças no hábito de consumo de energia da população.

Todavia, diante da atual conjuntura hidroenergética, o MME solicitou uma reavaliação expedita por parte do ONS, com relação a eventuais benefícios da aplicação do horário de verão no Sistema Interligado Nacional, em subsistemas ou em Estados específicos, em termos energéticos e de atendimento à ponta, e avaliando aspectos de luminosidade e temperatura advindos da aplicação dessa política.

A Figura 1, a seguir, ilustra a duração em horas da luz do dia para algumas das capitais brasileiras. Pode-se observar que a duração da luminosidade de quase 13 horas, a cada dia, aumenta à medida que a latitude diminui, ou seja, à medida que o local considerado no território brasileiro está mais próximo do polo Sul.

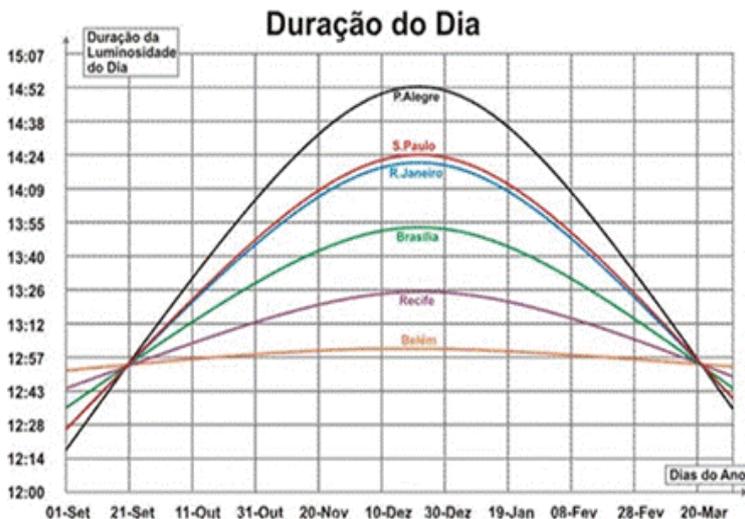


Figura 1 – Duração da luminosidade do Dia

Por esse motivo, a luminosidade está presente em um período de horas crescente a partir de 21 de setembro, chegando a um máximo de horas com claridade, no solstício de verão, em 21 ou 22 de dezembro de cada ano, quando ocorre o dia mais longo do ano. Porto Alegre, por exemplo, é a capital brasileira, que chega a ter um dia com duração de quase 15 horas. A partir dessa data, a luminosidade é decrescente e, as cidades brasileiras voltam a ter dias

com 13 horas de claridade, em 20 de março, exigindo a entrada de iluminação artificial para o bem estar e segurança da população. O HV, adotado também em muitos países, aproveita esse fato para provocar o deslocamento da coincidência da entrada da carga de iluminação pública e residencial, com as cargas de consumo residencial e industrial tradicionais, cuja redução se inicia normalmente após 18 horas.

O objetivo desta Nota Técnica é avaliar, de forma expedita, os efeitos causados pelo HV nas curvas de cargas dos subsistemas SE/CO e SUL, observadas nos períodos out./2017 a fev./2018 e nov./2018 a fev./2019, comparadas com as curvas dos períodos de out./2019 a fev./2020 e out./2020 a fev./2021, quando não houve a implantação da medida. Cabe destacar que a metodologia utilizada seguirá parcialmente a descrita na NT.0064/2017, aplicada na avaliação de expectativa dos efeitos do HV 2018/2019, cf. Ref. [6], por causa do período de análise considerado e das curvas de carga global, ou seja, cargas atendidas pelas gerações TIPO I – Programação e despacho centralizados, TIPO II – Programação centralizada e despacho não centralizado e TIPO III – Programação e despacho não centralizados.

2 Descrição da Metodologia Proposta pelo ONS

Pelo fato de agora dispormos das curvas de carga sem a implantação da medida para o período da vigência do HV, é adotado, para a avaliação expedita do efeito do HV, a comparação dos valores verificados das curvas de carga diárias discretizadas em meias-horas desde o início até o término da vigência da medida.

A metodologia seleciona amostras de curvas de cargas semi-horárias (em p.u. da carga média diária) e de temperaturas semi-horárias (em °C), para um conjunto de dias dentro e fora do HV, por subsistema, coletados no banco de dados do ONS, para o período informado acima. O conjunto de dias adotados para a análise da variação pode ser variável dependendo do período de vigência do HV.

A metodologia utiliza métodos de classificação e de identificação de padrões de cargas e de temperaturas para a estimação dos efeitos do HV no horário de ponta noturna, de modo a garantir a transparência e a reprodutibilidade do processo, evitando escolhas de caráter subjetivo. A classificação é feita a partir das curvas de cargas semi-horárias, em p.u. da carga média diária, dentro e fora do HV, bem como das curvas de temperaturas semi-horárias em °C, do histórico definido. O número de classes e padrões de cargas e de temperaturas totalizam seis (6) para cada variável, com o objetivo de identificar classes de cargas e de temperaturas em dias frios, moderados e quentes. Dos seis padrões, três padrões são obtidos durante a vigência do HV e os outros três durante o mesmo período em que não ocorreu o HV. As classes de temperatura são categorizadas em fria, moderada e quente.

O método utilizado para realizar a classificação e a identificação dos padrões de cargas e temperaturas é o *K-Means*, descrito nas referências [1] e [2]. O programa e as respectivas bibliotecas utilizados para realizar os cálculos são baseados na *Linguagem R*. Justifica-se o *K-Means* devido à sua simplicidade e ao interesse principalmente nos padrões de carga, i.e., nas curvas típicas de cargas representantes das classes fria, moderada e quente. Assim, a identificação dos padrões de cargas, ou seja, qual padrão representa uma curva de carga típica observada numa classe de temperatura Fria, Moderada ou Quente (relação Classe de Carga x Classe de Temperatura), dentro e fora do HV, é obtida primeiramente classificando as temperaturas e na sequência, em cada classe, a determinação do perfil de carga típico ou médio dentro e fora do HV.

3 Aplicação da Metodologia proposta

3.1 Comparação dos Padrões da Carga Dentro e Fora do HV

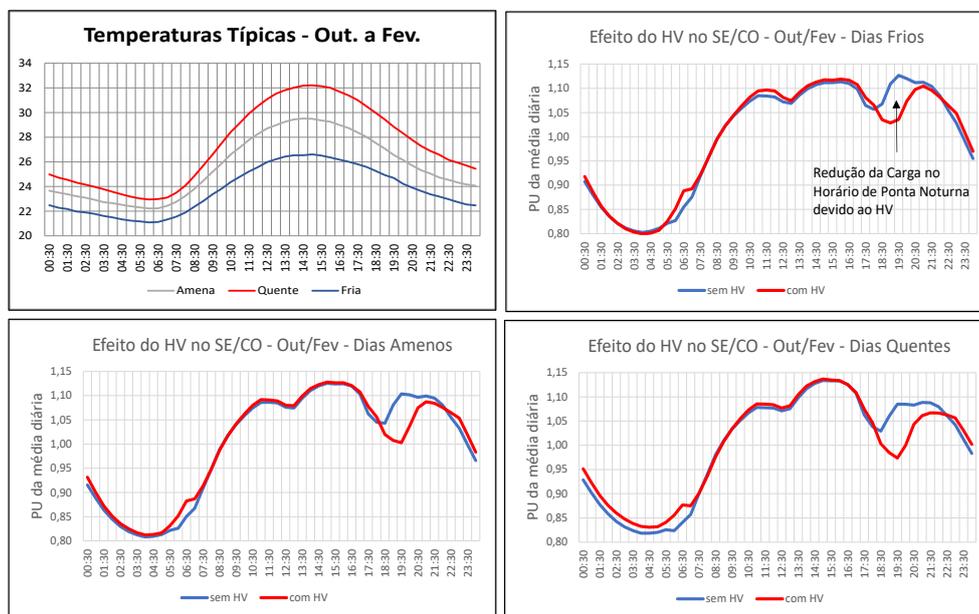
A Figura 2 a seguir, ilustra, respectivamente, os padrões de carga nas 3 classes obtidas para os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul e os padrões de temperaturas nas classes fria, moderada e quente, dentro e fora do HV. Além disso a figura apresenta a associação entre os padrões de cargas e as classes de temperaturas:

a) Subsistema SE/CO

- Padrão dentro do HV x Padrão Fora do HV → Classe de Temperatura: Frio
- Padrão dentro do HV x Padrão Fora do HV → Classe de Temperatura: Moderado
- Padrão dentro do HV x Padrão Fora do HV → Classe de Temperatura: Quente

b) Subsistema SUL

- Padrão dentro do HV x Padrão Fora do HV → Classe de Temperatura: Frio
- Padrão dentro do HV x Padrão Fora do HV → Classe de Temperatura: Moderado
- Padrão dentro do HV x Padrão Fora do HV → Classe de Temperatura: Quente



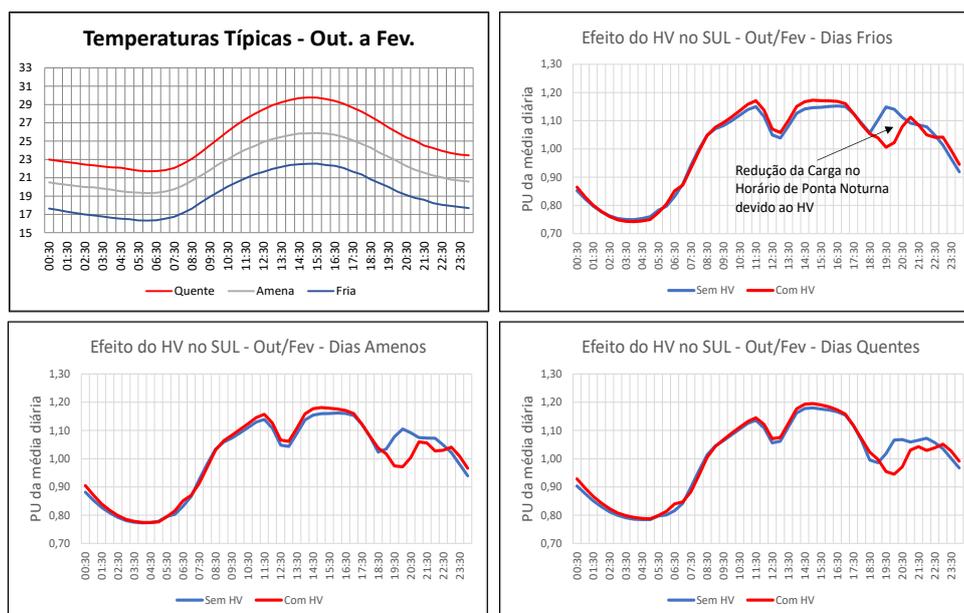


Figura 2 – Padrões de Cargas Fora HV x Dentro HV para as Classes de Temperaturas: Fria, Moderada e Quente para os Subistemas SE/CO (Acima) e Sul (Abaixo) e as temperaturas típicas observadas no período em cada subsistema.

Da Figura 2 anterior, nota-se a indicação da redução da carga no horário da ponta noturna, em cada classe de temperatura, cujos resultados dessas reduções estão descritos no item a seguir.

3.2 Cálculo do efeito global do HV (Demanda e Energia)

Em termos de redução da demanda no horário da ponta noturna, a metodologia anterior considerava os efeitos do HV em cada classe de temperatura e apenas nos curtos períodos do início e do final do HV, cf. descrito na Ref. [6]. Aqui os efeitos na demanda foram analisados primeiramente em cada mês separado (outubro e novembro; dezembro; janeiro e fevereiro), e depois consolidados para todo o período de vigência da medida afim de obter o efeito global do HV no horário da ponta noturna. Desta forma, considerando o valor da carga em p.u. nos horários entre 18 e 21 horas, isto é, no horário de ponta noturna, dentro e fora do HV, calcula-se a variação da demanda em cada meia hora conforme a equação abaixo:

$$Dif_{HV}^h \% = \left\{ \left(\frac{PU_{DHV}^h}{PU_{FHV}^h} \right) - 1 \right\} \times 100 \quad eq.: 3.2.1$$

Onde:

- h = período semi-horário da ponta noturna (18hs às 21hs).
- $Dif_{HV}^i \%$ = Efeito do HV na meia hora i .

O efeito global do HV no horário da ponta noturna será a média aritmética dos percentuais obtidos na equação anterior:

$$Dif_{HV}\% = (Dif_{HV}^{h1}\% + \dots + Dif_{HV}^{hn}\%) / n \quad eq.: 3.2.2$$

Em termos de energia, a variação percentual esperada do efeito do HV no horário da ponta noturna é calculada primeiramente aplicando nas curvas de cargas (horárias) em p.u. o valor da energia média mensal prevista para o mês de referência. Na sequência, calcula-se a divisão entre a energia total em MWh (integral) obtida através da redução da carga no horário da ponta noturna e a energia total em MWh (integral) da curva como um todo.

Os resultados podem ser vistos na Figura 3 abaixo. Cabe dizer que nesta simulação a energia considerada para o perfil de carga foi de 40.983 MWmédio, cujo valor foi obtido da 2ª revisão do planejamento energético para o mês de novembro/2021.

Assim, em termos de demanda e energia, as variações percentuais esperadas do efeito do HV no horário da ponta noturna para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o mês de novembro de 2021 foram, respectivamente: a) redução esperada da demanda no horário da ponta noturna em torno de 4,7%. A redução máxima está em torno de 9,2% às 19h30m, representando 4,15GW nesta simulação e; b) redução esperada de energia em torno de 6,4 GWh de um total de 984 GWh, ou seja, 0,65% dia. Por fim, a diferença entre as demandas máximas no horário de ponta proporcionado pelo HV é em torno de 0,85 GW. Cabe observar que a redução de energia no horário de ponta é compensada com aumento do consumo em outros horários ao longo da curva de carga.

Para o subsistema Sul os resultados foram, respectivamente: a) redução esperada da demanda no horário da ponta noturna em torno de 4,9%. A redução máxima está em torno de 11,3% às 20h, representando 1,5GW nesta simulação e; b) redução esperada de energia em torno de 1,96 GWh de um total de 284 GWh, ou seja, 0,66% dia. Por fim, a diferença entre as demandas máximas no horário de ponta proporcionado pelo HV é em torno de 0,45 GW. Do mesmo modo, a redução de energia no horário de ponta é compensada em outros horários ao longo da curva de carga.

Efeitos do HV: SE/CO
Energia considerada: 40.983 MWmédio (*) (média mensal)
(*) p/ Novembro/2021
Energia total: 984 GWh/dia
Redução na ponta noturna: 6,4 GWh (0,65%) (**)
(**) Esta redução de 0,65% é compensada pelo acréscimo de mesmo valor nas demais horas do dia.
Redução máxima esperada às 19h30: 4,15 GW (9,2%)
Diferença entre máximas de 18 às 21hs: 0,85 GW
Redução esperada da Demanda: 4,7%

Efeitos do HV: SUL
Energia considerada: 12.349 MWmédio (*) (média mensal)
(*) p/ Novembro/2021
Energia total: 296 GWh/dia
Redução na ponta noturna: 1,96 GWh (0,66%) (**)
(**) Esta redução de 0,66% é compensada pelo acréscimo de mesmo valor nas demais horas do dia.
Redução máxima esperada às 20h: 1,5 GW (11,3%)
Diferença entre máximas de 18 às 21hs: 0,45 GW
Redução esperada da Demanda: 4,9%

Figura 3 – Tabela de Variação % devido ao HV para nov./2021 no SE/CO e SUL.

3.3 Avaliação dos Resultados Verificados de Energia da Medida do Horário de Verão

Em termos gerais, uma avaliação da variação da energia devido ao HV foi realizada através de um modelo de séries temporais, especificamente de Regressão Dinâmica, que considera os efeitos dos feriados, HV, temperatura, além dos efeitos defasados (inércia) da carga.

Tal escolha se deve ao fato de que os dados medidos são provenientes de uma série temporal, ao invés de uma amostra aleatória. A temperatura é uma das variáveis de influência no comportamento da carga diária, principal fator exógeno. Porém, a carga também apresenta uma inércia condicionada ao passado recente. Outros efeitos tais como: tarifa de energia, crise econômica, desconforto térmico etc., também alteram o comportamento humano no ato de consumir energia (p.ex., em dias ensolarados no litoral, ficar na praia até a noite, em bares, ou ficar até mais tarde em shoppings devido ao escurecimento mais tardio durante o verão, ou até mesmo retornar a casa mais cedo, quando o verão é muito chuvoso, sendo o clima uma variável a ser considerada).

Para fins de análise, o mesmo modelo foi aplicado em ambos os Subistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul e seus resultados serão analisados a seguir.

3.3.1 Modelo de Regressão Dinâmica

Esse modelo trata os efeitos exógenos causados por feriados, temperatura e HV, além dos efeitos defasados da carga média diária. Detalhes deste modelo podem ser encontrados na referência [5]. Os efeitos defasados são aqueles provenientes da autocorrelação da série de carga observados principalmente no dia anterior e no mesmo dia da semana anterior (a série de carga apresenta periodicidade semanal e sazonal). O Modelo segue abaixo, cf. a equação 3.2.1.

$$CM_t = \beta_0 + Fer_t + HV_t + \beta_1 Tm_t + \beta_2 CM_{t-1} + \beta_3 \varepsilon_{t-7} + \beta_4 \varepsilon_{t-14} + \varepsilon_t \quad (\text{eq. 3.2.1})$$

Onde:

CM_t : Carga média diária em t e a defasada em $t-1$

β_i : Parâmetros dos modelo

Fer : Variável Dummy Feriados (1 = Feriado).

HV : Variável Dummy HV (1 = Dentro HV, 0 = Fora HV)

Tm : Temperatura média diária

ε_t : Componente de erro em t e as defasadas em $t-7$ e $t-14$.

$\varepsilon_t \sim IN(0, \sigma^2)$

Assim, de acordo com o modelo acima aplicado, conforme Figuras 4 e 5 a seguir, e considerando o período simulado de acordo com o Decreto nº 9.242, ou seja, de novembro a fevereiro para o último HV e de outubro a fevereiro para os anteriores, observou-se os seguintes resultados: a) para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o efeito do HV na variação de energia apresentou uma ligeira redução (± 21 MW) porém este valor foi não significativo. Logo o HV não produziu variação de energia nesse subsistema; b) para o Subsistema Sul, o efeito do HV apresentou um ligeiro aumento (± 25 MW) porém este valor foi não significativo. Logo o HV não produziu variação de energia nesse subsistema.

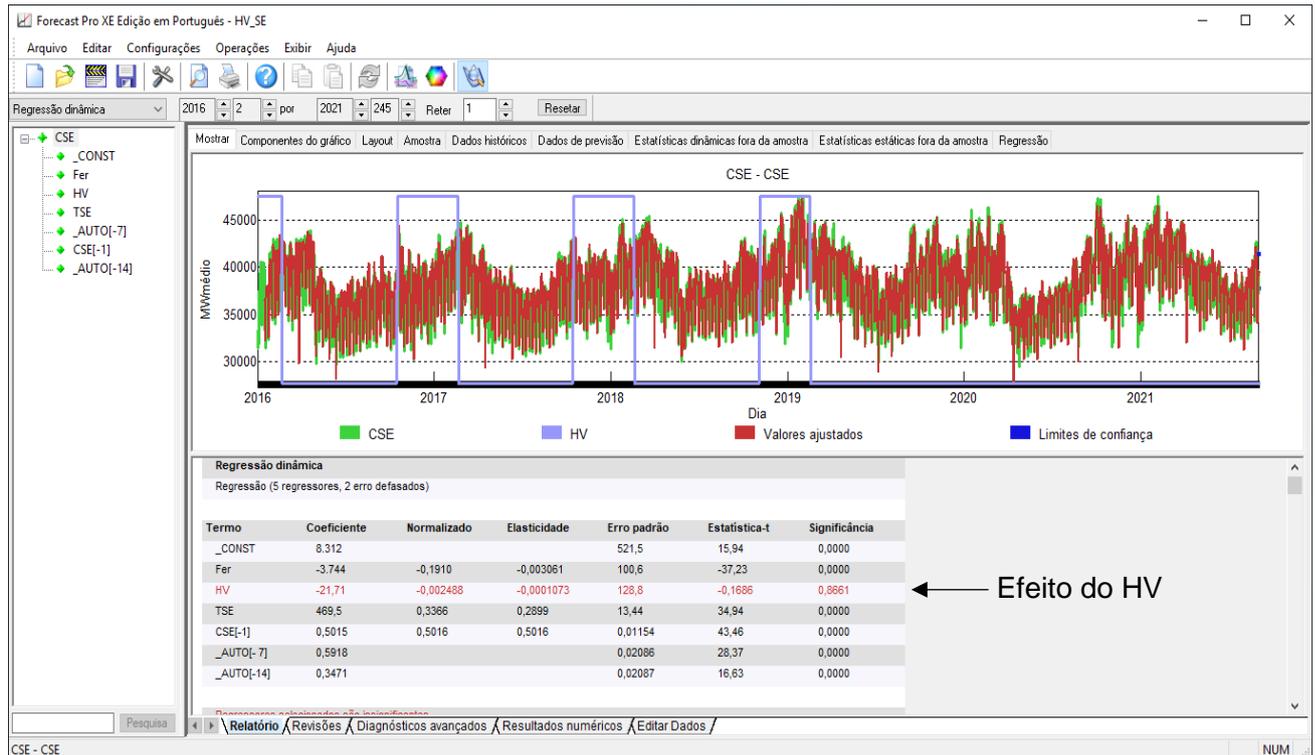


Figura 4 – Resultados do Modelo de regressão Dinâmica – Subsistema SE/CO

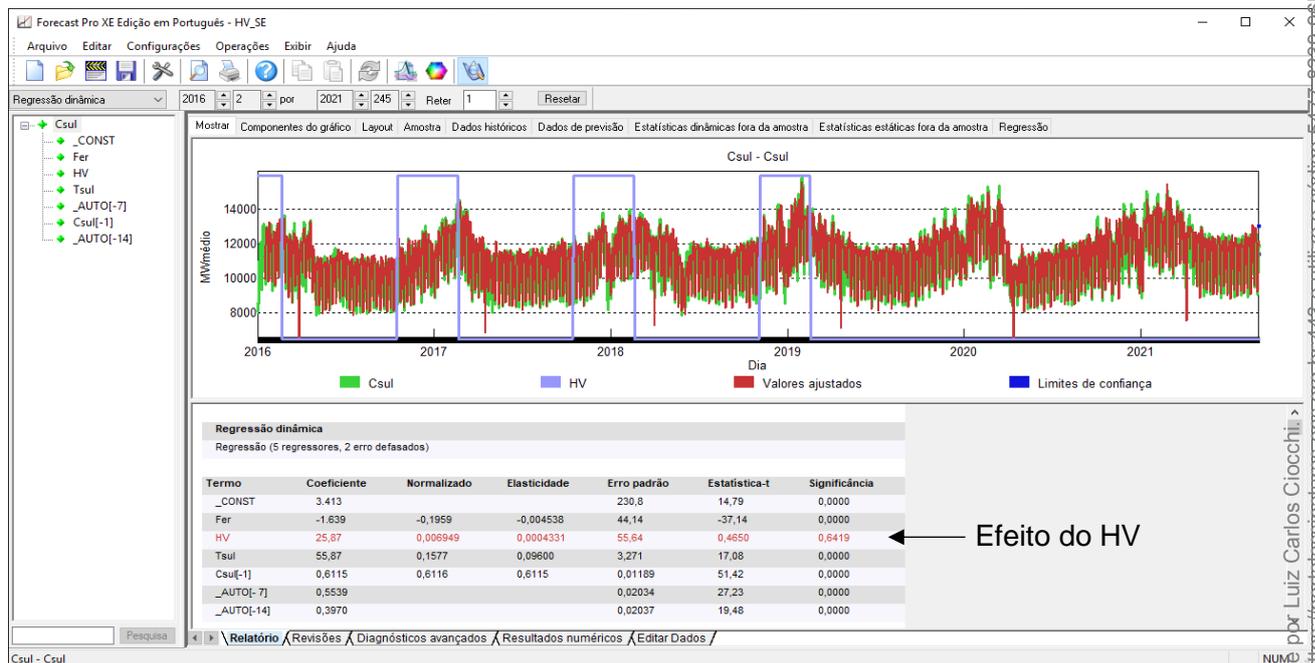


Figura 5 – Resultados do Modelo de regressão Dinâmica – Subsistema SUL

4 Conclusões

De acordo com a metodologia aplicada para a avaliação dos efeitos do HV, os seguintes resultados foram obtidos:

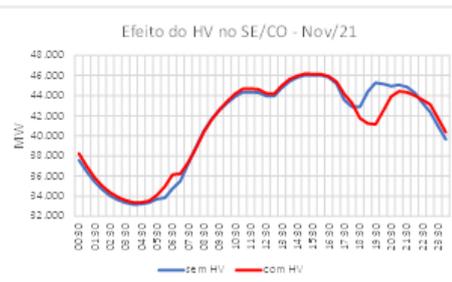
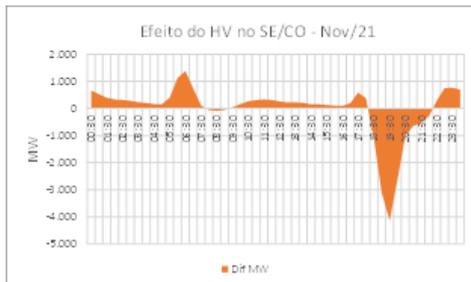
- a) Redução média esperada na demanda integrada da ordem de 4,7% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e de 4,9% no Subsistema Sul, ambas calculadas no período da ponta noturna para o mês de novembro de 2021. Concomitante, as reduções máximas esperadas foram respectivamente 4,15 GW, ou -9,2%, às 19h30m no SE/CO e 1,5 GW, ou -11,2%, às 20h no Sul. Em termos de redução de energia no período da ponta noturna, observou-se uma redução de 0,65% (6,4 GWh de um total de 984 GWh) no SE/CO e de 0,66% (1,96 GWh de 296 GWh) no Sul, lembrando que estas reduções de energia são compensadas com o aumento de consumo em outros horários ao longo da curva de carga.
- b) Uma avaliação geral da variação de energia utilizando métodos de séries temporais foi realizada para ambos os subsistemas onde observou-se uma ligeira redução no consumo de energia devido ao Horário de Verão no subsistema SE/CO, porém esse valor não apresentou significado estatístico, ou seja, o efeito foi praticamente nulo, além de um ligeiro aumento no consumo de energia devido ao HV no subsistema Sul, porém esse valor também não apresentou significado estatístico, ou seja, o efeito foi praticamente nulo para a variação de energia.
- c) A adoção do Horário de Verão, tem como principal objetivo reduzir a demanda no horário da ponta noturna com o aproveitamento da iluminação solar no final da tarde. A redução na carga recai principalmente na classe dos consumidores residenciais e no atraso na entrada da iluminação pública neste período.
- d) A elevação da temperatura a partir de setembro acarreta o aumento do consumo de energia devido ao uso de aparelhos de refrigeração nas madrugadas até o início da manhã, durante às tardes e nos horários ampliados do comércio.
- e) Dessa forma, nas regiões sul e sudeste, as demandas máximas durante os meses de outubro a março ocorrem no período da tarde, entre 13:30 e 16:30hs e o horário de verão reduz o consumo de energia e de demanda no horário da ponta noturna, entre 18 e 21hs.
- f) Portanto, a implantação do Horário de Verão reduz a demanda máxima no horário de ponta noturna, das 18h às 21h, mas não tem efeito sobre a demanda máxima do dia que ocorre tipicamente no período da tarde nos meses de outubro a março.
- g) Por outro lado, a adoção do Horário de Verão reduziria as situações de déficit de potência e de invasão da Reserva operativa no horário de ponta noturna esperadas para novembro/2021 segundo o Cenário A dos Estudos Prospectivos (sem oferta adicional) apresentado na 253ª Reunião do CMSE (Extraordinária) ocorrida em 30/08/2021 e documentado na Nota Técnica ONS 0103/2021 [Ref.7].

5 Bibliografia

- [1] Johnson, R.A. and Wichern, D.W. *Applied Multivariate Statistical Analysis (4th ed.)*. Prentice Hall, 1998.
- [2] https://en.wikipedia.org/wiki/K-means_clustering.
- [3] https://en.wikipedia.org/wiki/Contingency_table.
- [4] Guimarães, R.C., Cabral, J.A.S. *Estatística (Edição Revisada)*. McGraw-Hill de Portugal, 1997.
- [5] D.Cochrane and G.H. Orcutt. *Application of Least Squares Regression to Relationships Containing Autocorrelated Error Terms*. Journal of the American Statistical Association, 44, pp. 32-61, 1949.
- [6] Nota Técnica ONS 0064/2017 – Ver.1
- [7] Nota Técnica ONS 0103/2021

6 Anexo

SIMULAÇÃO PARA NOV./21 SUBSISTEMA SE/CO

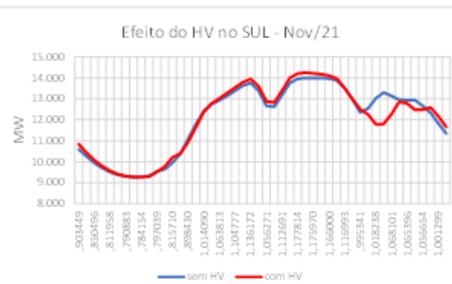
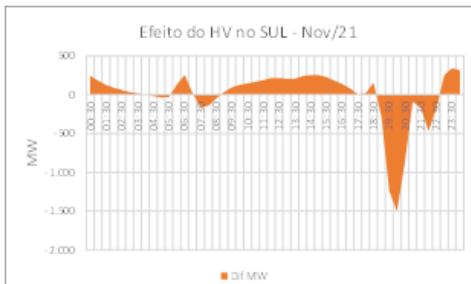


Energia considerada: **40.983 MWh médio (*)** (média mensal) (*) Novembro/2021

Energia total: **984 GWh**
 Redução diária HV na ponta noturna: **6,4 GWh (0,65%) (**)**
 (**) Esta redução de 0,65% é compensada pelo acréscimo de mesmo valor nas demais horas do dia.

Redução máxima às 19h30: **4,15 GW (9,2%)**
 Diferença entre máximas 18 às 21hs: **0,85 GW**

SIMULAÇÃO PARA NOV./21 SUBSISTEMA SUL



Energia considerada: **12.349 MWh médio (*)** (*) Novembro/2021

Energia total: **296 GWh**
 Redução diária HV na ponta noturna: **1,96 GWh (0,66%) (**)**
 (**) Esta redução de 0,66% é compensada pelo acréscimo de mesmo valor nas demais horas do dia.

Redução máxima às 20h: **1,5 GW (11,3%)**
 Diferença entre máximas 18 às 21hs: **0,45 GW**

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas ONS. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://portalassinaturas.ons.org.br/Verificar/5477-8239-96F4-3E9A> ou vá até o site <https://portalassinaturas.ons.org.br:443> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 5477-8239-96F4-3E9A



Hash do Documento

C1AB9F6CAE5A033CBFAA2F6E2EE01DDF9FAEF37A5FC029F8117ED99A27BDAE32

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 15/09/2021 é(são) :

- Luiz Carlos Ciocchi - 374.232.237-00 em 14/09/2021 22:31 UTC-03:00

Tipo: Certificado Digital

