



## XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

### Gerenciamento da Demanda e Modulação do Carregamento para Redução das Solicitações Térmicas aos Transformadores e Melhoria da Qualidade da Tensão

<b>Nelson Clodoaldo de Jesus</b>	<b>Hermes R.P.M. de Oliveira</b>	<b>Carlos E.C. Figueiredo</b>
<b>AES Sul</b>	<b>AES Sul</b>	<b>AES Sul</b>
nelson.jesus@aes.com	hermes.oliveira@aes.com	carlos.figueiredo@aes.com

<b>Eduardo B. Difante</b>	<b>Josué C. Metz</b>	<b>Nelcy U. D de Almeida</b>
<b>AES Sul</b>	<b>AES Sul</b>	<b>AES Sul</b>
eduardo.difante@aes.com	josue.metz@aes.com	nelcy.almeida@aes.com

#### Palavras-chave

Carregamento  
Gerenciamento da Demanda  
Qualidade da Energia  
Sistema de Distribuição  
Transformadores

#### Resumo

Este trabalho apresenta considerações sobre o gerenciamento pelo lado da demanda de clientes horazonais. A proposta apresentada consiste na otimização do carregamento do sistema frente à característica do sistema elétrico da região da fronteira oeste do Estado do Rio Grande do Sul, especialmente durante a plena carga na produção da safra de arroz. Descrevem-se as etapas relacionadas à implantação dos horários de ponta diferenciados, com resultados de simulações e medições que mostram a uniformização da curva de carga e respectivos benefícios quanto à redução das solicitações térmicas aos transformadores e melhoria na qualidade do fornecimento.

#### 1. Introdução

No Brasil existem alguns incentivos ao desenvolvimento das atividades rurais, sendo um desses a concessão de descontos especiais na tarifa de consumo de energia elétrica quando utilizada exclusivamente em aplicações envolvendo cargas de irrigação. Estas condições foram estabelecidas inicialmente em 1992, através da portaria N° 105 do DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica [1]. A região da fronteira oeste do Estado do Rio Grande do Sul tem uma presença marcante da cultura do arroz, resultando em forte sazonalidade do consumo de energia. Este fato estabelece uma grande demanda do sistema elétrico em pequenos períodos do ano e, por outro lado, baixa utilização na maior parte do tempo. Neste sentido, cabe salientar que esta região responde por cerca de um terço da produção de arroz de todo o País, resultando em elevada concentração de carga no período úmido, compreendido de dezembro a abril.

Estas características implicam em um comportamento bastante severo em termos de solicitação ao sistema. As curvas de carga das subestações que alimentam os consumidores rurais irrigantes apresentam grande similaridade, onde tem-se carregamentos elevados durante todo o dia à exceção do período entre 19 e 22 h (horário de ponta), quando ocorre uma significativa redução da demanda do sistema.

Com o objetivo de uniformizar o perfil de carregamento dos transformadores de potência das subestações desta região, aliviando as sobrecargas existentes nos períodos de elevado carregamento, foi desenvolvido um estudo de modulação com o escalonamento do horário de ponta dos clientes horo-sazonais irrigantes. Estes horários de ponta diferenciados durante o período úmido permitem uma alteração no perfil de carga destes sistemas, de modo que a demanda dos clientes atendidos não seja concentrada durante todo o dia, quando são verificadas as maiores temperaturas, solicitando termicamente mais aos transformadores de potência. Concomitante a isto, e considerando as características próprias do sistema elétrico da região, verificam-se os reais benefícios dessa alternativa no sentido de evitar possíveis sobrecargas, melhoria das tensões no atendimento as cargas e conseqüente redução de possíveis variações de tensão. Neste sentido, fora proposto inicialmente ao órgão regulador (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica) a utilização do escalonamento de cargas com deslocamento dos horários de ponta e, por conseqüência, uma flexibilização no gerenciamento da demanda.

Neste trabalho apresentam-se os resultados obtidos com a implementação da proposta, cuja estratégia foi distribuir as cargas durante todo o período do dia, excetuando-se aquele destinado aos descontos nas tarifas, conforme preconizado pela portaria N° 105. Este procedimento implicou em cinco horários de ponta diferenciados (das 06:00 às 21:00 h), sendo aplicados em três subestações da região com os seus objetivos plenamente alcançados, tanto em termos das solicitações térmicas impostas aos equipamentos, como na melhoria do perfil das tensões ao longo dos alimentadores. A partir da avaliação dos resultados, analisa-se a expansão desta alternativa operacional, abrangendo as demais subestações da região com características semelhantes. Com a recente revogação da portaria N° 105, que fixava o horário reservado aos descontos nas tarifas das atividades de irrigação, tem-se a possibilidade de ampliar e tornar mais efetivo o escalonamento, obtendo-se uma uniformização das curvas de carga nos respectivos períodos de maior carregamento do sistema durante a safra das lavouras de arroz. Esta mudança na legislação, através da resolução N° 207 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica vem ao encontro da proposta apresentada [2], pois é facultada a concessionária à determinação do início do horário diferenciado, facilitando a flexibilização do sistema frente às fortes características sazonais. A adoção do escalonamento completo com oito horários de ponta diferenciados proporciona, também, uma redução nas variações de tensão provenientes de mudanças em grandes blocos de carga no sistema, sem prejuízo aos consumidores atendidos.

Com o gerenciamento da demanda do sistema e implantação da modulação do carregamento, por meio do escalonamento completo dos horários de ponta, se amplia os benefícios e os resultados relativos a uma melhor distribuição na curva de carga dos transformadores, com melhoria da qualidade de fornecimento até que as obras de expansão do sistema possam ser implementadas, fornecendo suporte às reais necessidades do sistema. Esta alternativa foi implementada durante a última safra de 2007, após a aprovação da ANEEL, cujos principais resultados também serão apresentados. Apresenta-se também uma avaliação do impacto do gerenciamento e flexibilidade dos carregamentos dos alimentadores na demanda global das subestações. Paralelamente aos resultados de carregamento, realiza-se uma avaliação em termos das elevações de temperatura dos transformadores, devido ao comportamento dos carregamentos com e sem o escalonamento das cargas caracterizando-se, portanto, uma otimização em termos da operação do sistema com a modulação das curvas de carga.

## 2. Característica do Sistema

A proposta foi direcionada para a região da fronteira oeste do estado do Rio Grande do Sul, responsável por cerca de 1/3 da produção de arroz do País. A figura 1 mostra o mapa da região do Rio Grande do Sul, com destaque a área de concessão da AES Sul e o respectivo sistema em estudo. Existe, portanto, forte sazonalidade em função do período de irrigação das lavouras de arroz, compreendido entre os meses de novembro a abril. Deste modo, pela configuração característica de alimentadores radiais com extensões relativamente significativas, no período de maior concentração das atividades de irrigação nesses sistemas tem-se um forte impacto das quedas de tensão ao longo do sistema. A proposta foi aplicada nas subestações localizadas nas regiões da fronteira Norte e Sul da área de concessão da AES Sul, conforme figura 1.

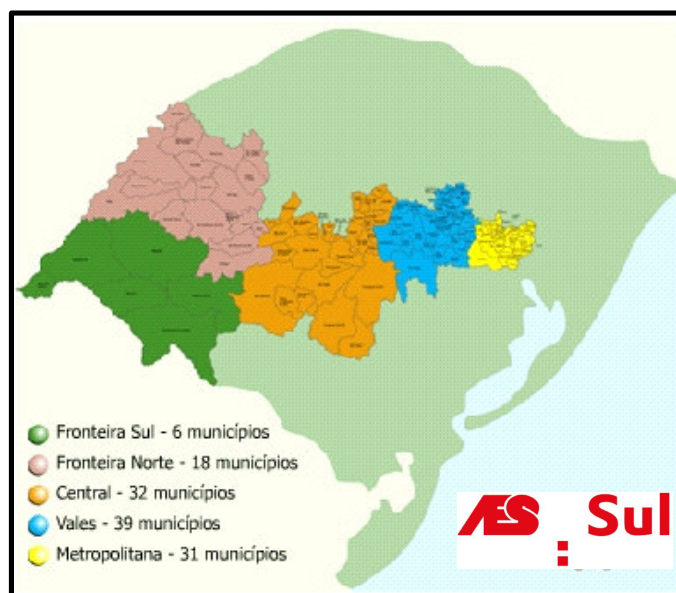


Figura 1 - Área de concessão da AES Sul

A figura 2 mostra o comportamento de uma curva de carga típica dos alimentadores que suprem prioritariamente os consumidores classificados como rurais irrigantes. Pela análise na mesma figura, observa-se o grande potencial para uniformização do carregamento de acordo com o que objetiva a proposta apresentada de gerenciamento da demanda.

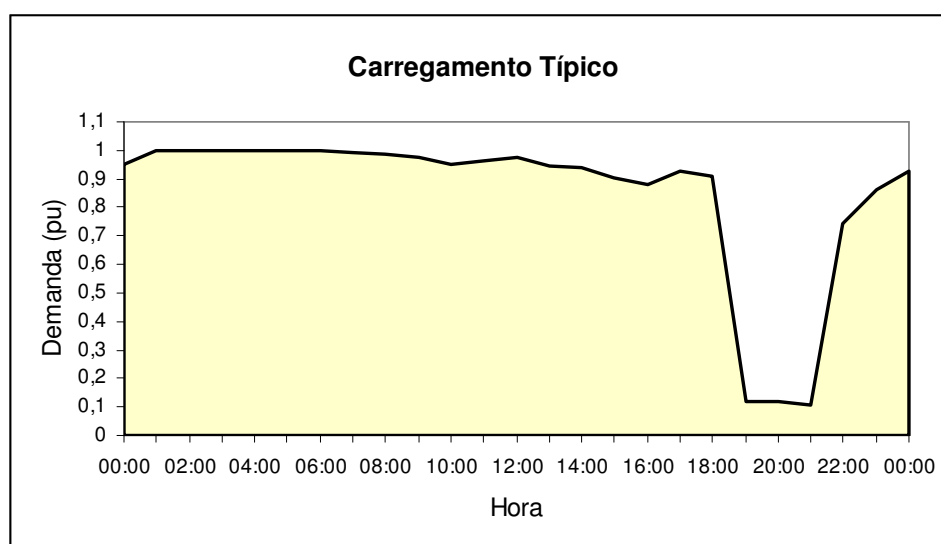


Figura 2 - Curva de carga típica da região da fronteira

### 3. Gerenciamento da Demanda

#### 3.1 Escalonamento Parcial

O gerenciamento do carregamento foi proposto ao órgão regulador e implementado no período da safra de 2005/2006 em três subestações. Foram considerados 5 diferentes horários de ponta, com 3 horas de duração, distribuídos das 6:00 às 21:00 h entre os clientes horo-sazonais agrupados de acordo com o endereço, número de identificação e localização da unidade consumidora ao longo dos alimentadores que fizeram parte desta proposta inicial. Considerou-se como a demanda aliviada em cada horário de ponta a soma das demandas contratadas de todas as unidades consumidoras associadas a cada período, acrescida de uma tolerância de 10%.

A figura 3 mostra as curvas de carga estimadas com o escalonamento parcial. Neste caso, em particular, o objetivo principal foi a redução dos riscos técnicos de sobrecarga em transformadores. As subestações atendidas foram Uruguaiana 4, Alegrete 3 e Quaraí, incluindo seis alimentadores com características rurais na aplicação do escalonamento dos horários de ponta diferenciados. Em função da legislação do setor, manteve-se fixo o horário de desconto conforme a portaria N° 105 [1].

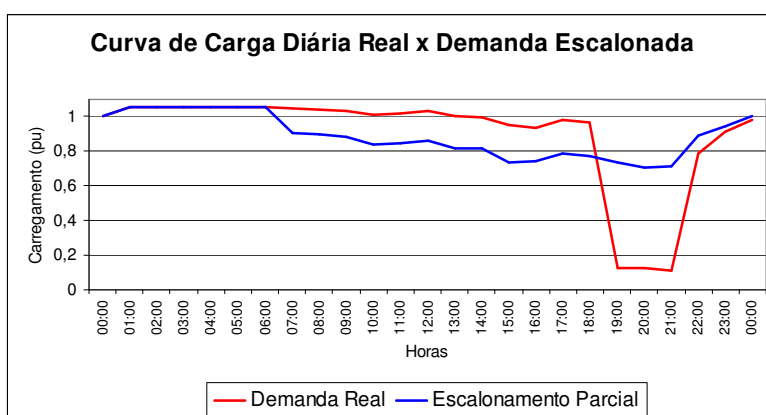


Figura 3 - Simulação do escalonamento parcial de cargas

Para comprovação dos resultados obtidos após a adoção dos horários de ponta diferenciados, apresentam-se os dados de medições. A figura 4 mostra comparativamente as curvas de carga do alimentador AL 43 da SE Uruguaiana 4 com e sem o escalonamento parcial.

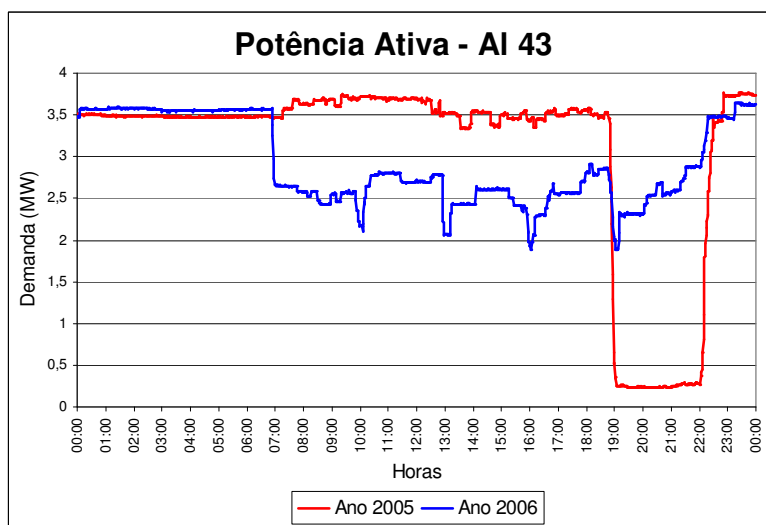


Figura 4 - Medições com escalonamento parcial (AL 43)

A avaliação da figura 4 mostra claramente que o resultado esperado foi obtido em consonância com a proposta implementada. A figura 5 mostra a análise comparativa das demandas do transformador da subestação (17 MVA), incluindo os demais alimentadores, com e sem a proposta de gerenciamento da demanda. Verifica-se também resultados satisfatórios em termos de redução das solicitações impostas ao transformador.

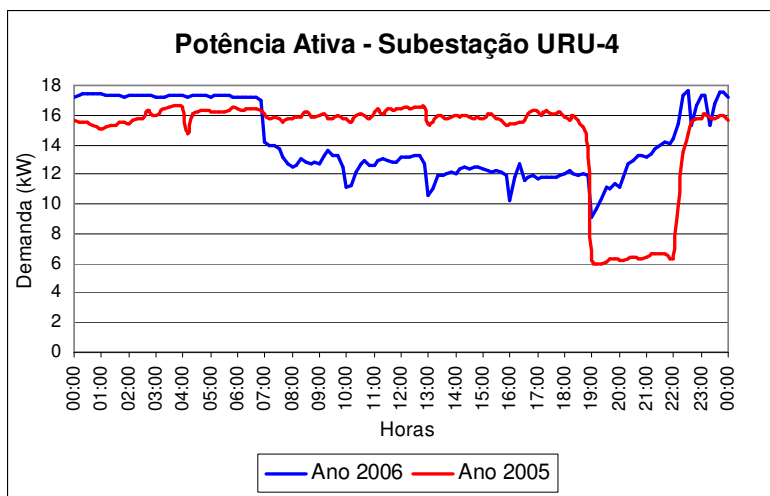


Figura 5 - Medições com escalonamento parcial (SE - URU 4)

No período em que não ocorreram alterações de deslocamento das cargas teve-se um aumento da demanda em função principalmente da ultrapassagem das demandas já contratadas (uso dos 10% de tolerância e até mesmo ultrapassagem das demandas máximas) e o próprio crescimento vegetativo dos clientes rurais. Entretanto, mesmo nestas condições, no período mais crítico de temperatura ambiente, o carregamento foi inferior ao realizado em 2005, contribuindo, desta forma, para o resfriamento das temperaturas do transformador da subestação e, conseqüentemente, para a melhoria de sua expectativa de vida útil. Estimaram-se as elevações de temperatura para condições sem e com o escalonamento dos horários de ponta [4],[5],[6]. Para avaliação comparativa das temperaturas em função do carregamento, utilizou-se a metodologia descrita em normas por meio da curva de carga e temperatura ambiente obtidas a cada minuto, conforme mostra a figura 6 para as temperaturas dos enrolamentos.

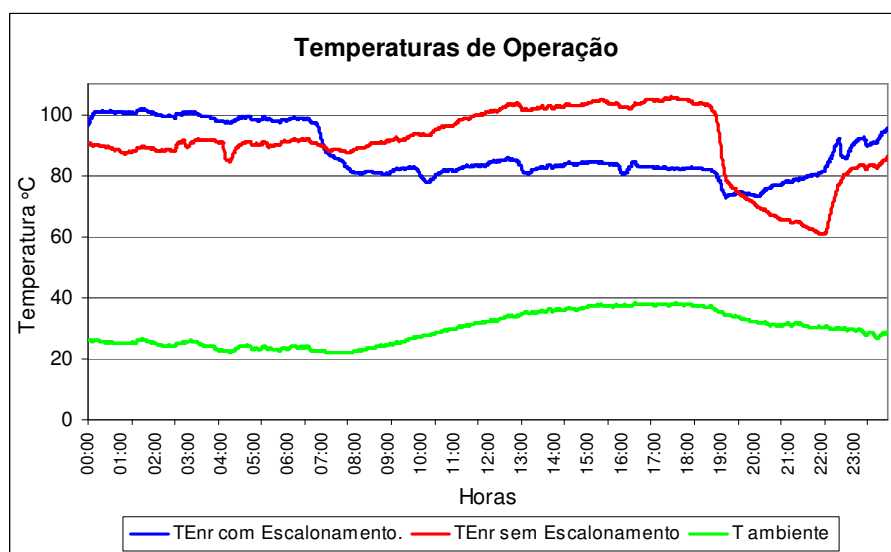


Figura 6 - Comparação entre as temperaturas do transformador

### 3.2 Escalonamento Completo

Com base nos resultados obtidos após a implantação do escalonamento parcial, realizou-se a avaliação do gerenciamento incluindo o período completo. Com isto, o objetivo principal foca a otimização do uso do sistema de distribuição através da solicitação permanente do gerenciamento dos horários de ponta na região da fronteira, gerando o aumento dos benefícios da proposta de modulação com o escalonamento das cargas sazonais de irrigação. De modo a implementar esta alternativa, torna-se necessária a flexibilização do horário de desconto na tarifa aplicada aos consumidores rurais irrigantes, como está prevista na alteração da Portaria 105 [1] pela Resolução 207 [2]. Sendo assim, nesta proposta tem-se a aplicação de 8 horários de ponta diferenciados. Um exemplo de simulação da comparação entre a demanda original, escalonamento parcial e o completo é apresentado na figura 7, servindo de referência para avaliação dos resultados obtidos após a implementação.

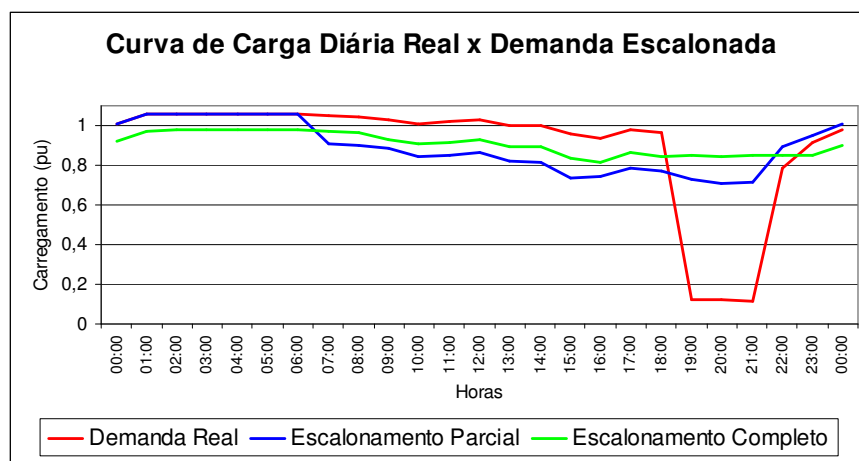


Figura 7 - Simulação do escalonamento de cargas

Além dos benefícios de redução das solicitações térmicas impostas aos transformadores, existe outra vantagem direta em termos do perfil de tensão com a melhoria da curva de carga dos alimentadores. Para tanto, como exemplo, simulou-se o desempenho do alimentador AL 43 da SE URU-4, com base nos dados obtidos a partir das medições e estimativa de carregamento proporcionada pela proposta atual. A figura 8 mostra o alimentador de referência para análise dos principais pontos de fornecimento.

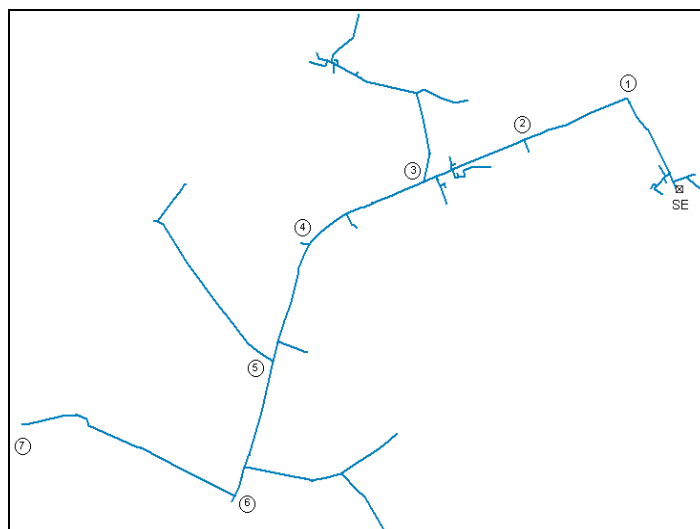


Figura 8 - Configuração do alimentador AL 43

A figura 9 ilustra as tensões em regime obtidas pela simulação do fluxo de carga sob duas condições, tomando como base o período da maior demanda, onde se tem um perfil de tensão mais adequado ao longo do sistema devido à proposição da modulação e redistribuição do carregamento.

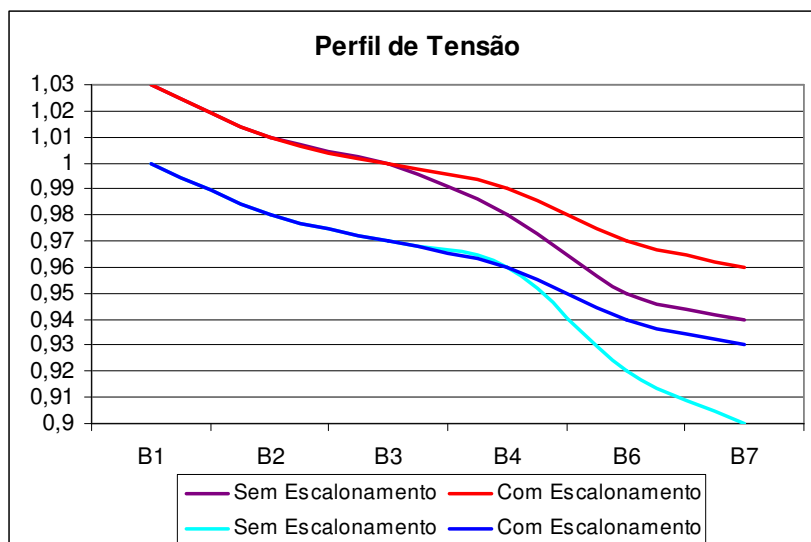


Figura 9 - Comportamento das tensões em regime permanente

Adicionalmente, para este caso, tem-se uma redução das perdas em até 25%. Além disso, a proposta também resulta em melhor resposta frente às variações decorrentes das partidas de motores, uma vez que, durante a entrada e saída dos blocos de carga, as solicitações tornam-se menos severas.

A Figura 10 mostra uma análise comparativa entre as demandas solicitadas ao transformador da SE URU-1 de 17 MVA, a qual não teve o escalonamento parcial no ano de 2006, ou seja, a mesma retrata a curva de carga típica sem a implementação do gerenciamento da demanda. Como observado, os resultados obtidos em 2007 mostram uma melhoria significativa do carregamento e, por conseguinte, também no fator de carga, objetivo principal da referida proposta. Estes dados mostram uma solução atrativa em termos dos benefícios resultantes na operação e manutenção no período de plena carga da região.

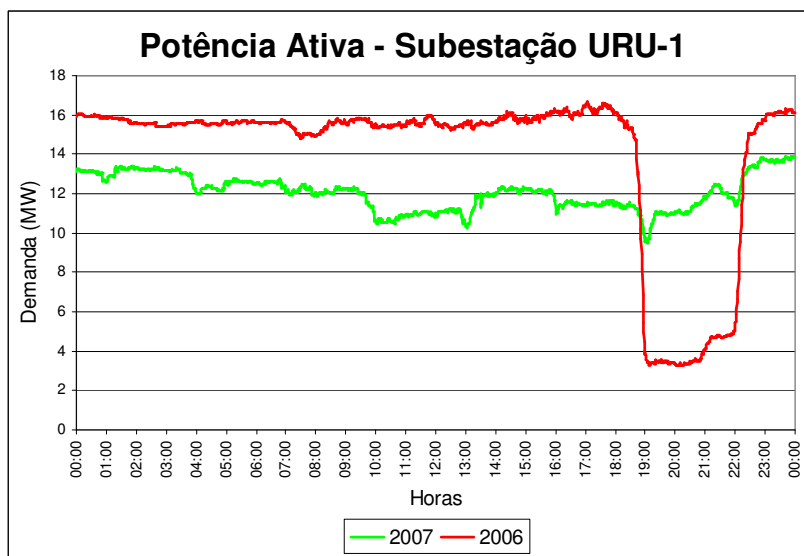


Figura 10 - Medições com escalonamento completo (SE URU-1)

#### 4. Carregamento Global

As alterações propostas para o escalonamento completo foram realizadas para as demais instalações da região que suprem cargas prioritariamente destinadas ao acionamento de levantes hidráulicos. Analisa-se a influência do comportamento das subestações que atendem a região da Fronteira Oeste do Estado do Rio Grande do Sul, cuja característica principal refere-se à sazonalidade proporcionada pelo período de irrigação durante a safra das lavouras de arroz [3]. Deste modo, tem-se a comparação com e sem a adoção dos horários de ponta diferenciados e, portanto, avaliação da implantação do gerenciamento da demanda, conforme objetivo principal deste trabalho. Observando-se a figura 11, a qual mostra de forma comparativa o comportamento da curva de carga global da AES Sul, nota-se a melhoria no respectivo fator de carga com a alteração realizada na região da fronteira durante o período de safra, comprovando-se efetivamente os benefícios esperados com a proposta da modulação do carregamento.

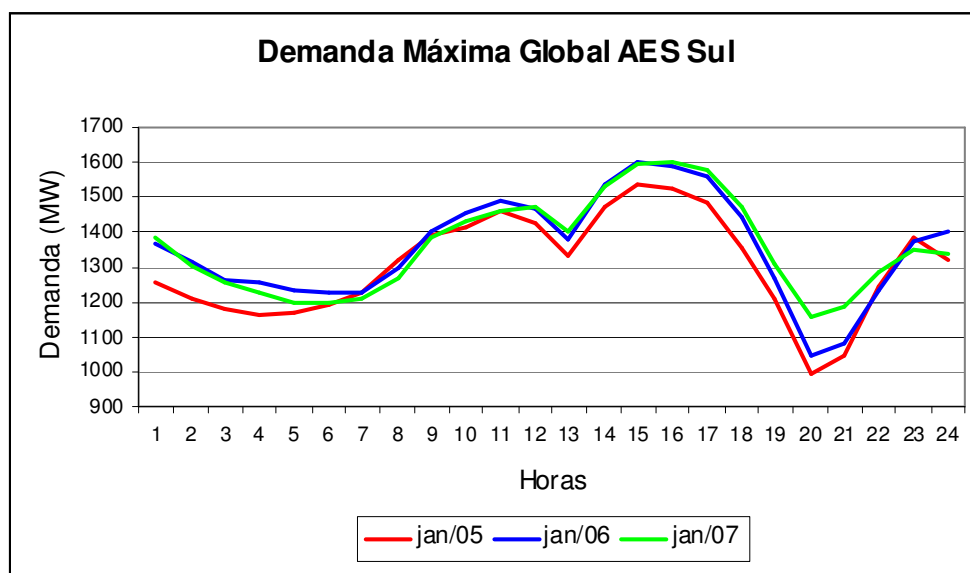


Figura 11 - Comportamento da demanda ativa total da AES Sul

#### 5. Conclusões

Este trabalho apresentou uma proposta de gerenciamento da demanda na região da fronteira do estado do Rio Grande do Sul, destinada especialmente ao fornecimento de energia para aplicação nas atividades de irrigação durante a safra das lavouras de arroz. O escalonamento do horário de ponta dos clientes horo-sazonais do sistema apresentado permitiu uma adequação dos carregamentos dos transformadores instalados nas subestações que atendem as cargas com forte característica de sazonalidade. Para se obter uma melhor distribuição do carregamento, se avaliou a alteração dos horários de ponta. Devido à legislação na época, o deslocamento das cargas foi realizado em 3 subestações de modo parcial, mantendo-se o horário diferenciado na proposta inicialmente encaminhada à ANEEL. Como esperado, mesmo nesta condição, os resultados foram plenamente satisfatórios, comprovados pelas simulações e medições de carregamento antes e após a adoção do gerenciamento pelo lado da demanda. Os resultados de elevação das temperaturas dos transformadores foram estimados através do cálculo por equacionamento clássico [6]. O sistema também foi analisado sob o enfoque de melhoria das tensões por meio da análise de fluxo de carga. Especificamente para o período da safra de 2005/2006, o objetivo principal era a preservação das temperaturas de operação dos transformadores sob intenso verão. Dando continuidade ao estudo, apresentou-se a proposta do gerenciamento permanente dos horários de ponta na região da fronteira do estado do Rio Grande do Sul.



Neste caso, tornou-se necessária à flexibilização dos horários previstos na portaria DNAEE N°105, ou seja, alteração do período relacionado ao desconto diferenciado, compreendido entre às 21:30 e 06:00 h, de acordo com o objetivo do escalonamento proposto. Esta alternativa já consta de forma explícita na Resolução ANEEL N° 207, de 09 de janeiro de 2006, facultando a concessionária o estabelecimento de escala de horário para início, mediante acordo com o respectivo consumidor. Após a fase mais crítica das atividades de irrigação, a medida implementada também representou melhoria significativa na qualidade da tensão de fornecimento. Com a ampliação das principais subestações da região, o fator principal refere-se ao melhor perfil de tensão em função da otimização da curva de carga, proposta esta recebida com clareza pelo órgão regulador, a partir dos relatórios com os resultados obtidos na fase anterior. Esta alternativa foi avaliada como viável e sinaliza a possibilidade de postergação de investimentos, pois o gerenciamento do carregamento traz redução direta no custo marginal de expansão. A adoção do escalonamento resulta, também, em redução nas variações de tensão provenientes de mudanças em grandes blocos de carga no sistema, sem prejuízo aos consumidores atendidos. Com o escalonamento total e gerenciamento da demanda do sistema, se ampliam os resultados relativos a uma melhor distribuição na curva de carga dos transformadores e, por conseqüência, na redução de sua perda de vida útil, conjuntamente com a melhoria da qualidade das tensões de fornecimento no sistema. Após a aprovação do órgão regulador (ANEEL), a proposta de gerenciamento da demanda na safra de 2007, por meio da adoção de horários de ponta diferenciados com o escalonamento completo dos clientes rurais irrigantes, foi implementada em 46 alimentadores de 12 subestações, com resultados plenamente satisfatórios em termos da operação e desempenho do sistema. A proposta de modulação do carregamento tem por objetivo a obtenção de uma melhor qualidade do fornecimento, buscando a otimização do sistema de distribuição com características sazonais e tipicamente de irrigação na região da fronteira oeste do Estado do Rio Grande do Sul. A ANEEL, por meio do despacho 3.225 [7], deu provimento a solicitação da AES Sul, permitindo a adoção de horários de ponta diferenciados para as unidades consumidoras horo-sazonais, que utilizam irrigação nas lavouras agrícolas, compreendendo os meses de outubro a abril. Esta aprovação refere-se às mesmas subestações contempladas pelo plano na safra de 2007, com autorização até o ano de 2013, a partir da adesão voluntária e formal dos consumidores irrigantes ao novo horário de ponta específico para cada período de safra. Diante do exposto, e especialmente com base nos resultados obtidos, entende-se que esta alternativa poderá servir como referência a outras concessionárias de energia para instalações com características típicas que permitam a otimização do sistema com a modulação do carregamento.

## **6. Referências Bibliográficas**

- [1] DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, Portaria N°105, Abril de 1992.
- [2] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução N°207, Janeiro de 2006.
- [3] N.C. de Jesus, H.R.P.M. de Oliveira. Gerenciamento da Demanda em Sistemas de Distribuição. AES Sul, São Leopoldo, RS, RT-GPE-E004, Maio de 2006.
- [4] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência - Procedimento, ABNT Standard NBR 5416, Julho de 1997.
- [5] IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformer, IEEE Standard C57.91-1995, Junho de 1995.
- [6] N.C. de Jesus, C.E.C. Figueiredo, D.P. Bernardon, G. Mello, F. Diuner, R. Rech. Análise do Comportamento Térmico de Transformadores. XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte/MG, Agosto de 2006.
- [7] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução N°207, Despacho 3225, Outubro de 2007.