



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP

MODELO ECONÔMICO DE PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA GERAÇÃO CONSIDERANDO A PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE SUPORTE DE REATIVO

**Douglas Paladine Vieira(*)
COPEL**

**Clovis Tadeu Salmazo
COPEL**

RESUMO

A nova regulamentação acerca da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo possibilitou que fosse criado um modelo econômico de otimização para a formulação do programa diário de geração em que estivessem incluídos, como critérios de desempenho, tanto os custos operacionais existentes (perdas de água em função do desvio de um ponto ótimo de operação do gerador; paradas e partidas de unidades geradoras; e a operação como compensador síncrono de forma não remunerada) quanto a previsão de remuneração pelo suporte de reativo prestado, de forma a se obter uma solução que atenda às restrições técnicas e seja otimizada comercialmente.

PALAVRAS-CHAVE

Serviços Ancilares, Paradas e Partidas, Otimização, Pré-Despacho

1.0 - INTRODUÇÃO

Com o intuito de promover um ambiente competitivo para a geração de energia elétrica, as concessionárias de energia foram separadas em geração, transmissão e distribuição, e foram então, abertas para a participação privada, com o objetivo de atrair capital e aumentar o número de competidores no setor.

Para reger este novo ambiente competitivo, novas regras e normas precisaram ser criadas e, dentre elas, encontra-se a regulamentação acerca dos serviços ancilares. Neste aspecto, a Lei nº 9.648 e o Decreto nº 2.655, ambos de 1998, permitiram que as empresas fossem remuneradas pela operação de unidades geradoras no modo compensador síncrono quando do provimento do serviço ancilar de suporte de reativo, sendo a regulamentação deste serviço dada pela Resolução ANEEL nº 265 de 10 de junho de 2003. Contudo, está previsto, nas regras de comercialização vigentes, que o pagamento pela energia reativa produzida ou absorvida somente será efetivado com base nos períodos onde este serviço tiver sido solicitado ao Agente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Nos períodos onde não houver esta solicitação e a unidade for disponibilizada ao Agente, caberá a este as opções de parar a unidade geradora ou mantê-la como compensador síncrono por sua própria conveniência, devendo então o mesmo arcar com os custos decorrentes da decisão.

Com isso, o processo de otimização no pré-despacho de unidades geradoras passou a ter mais variáveis a serem consideradas, como a remuneração pelo suporte de energia reativa e o custo da operação como compensador síncrono. Portanto, a decisão do estado operativo da unidade deixa de ser baseada em fatores puramente energéticos para ser baseada em uma estratégia técnico-econômica, em que o presente trabalho pode ser visto como uma oportunidade de melhoria dos processos de planejamento da operação de curto prazo e também da

(*) Rua José Izidoro Biazzetto, n° 158 – sala 235 - Bloco A – CEP 81200-240 - Curitiba, PR, – Brasil
Tel: (+55 41) 3331-4462 – Fax: (+55 41) 3331-3666 – Email: douglas.vieira@copel.com

operação em tempo real das usinas hidrelétricas, subsidiando a tomada de decisão, no momento da disponibilização pelo ONS, entre desligar ou manter a unidade operando como compensador síncrono.

2.0 - O SERVIÇO ANCILAR DE SUPORTE DE REATIVO PROVIDO POR UNIDADES GERADORAS OPERANDO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO

O Suporte de Reativo é o fornecimento ou absorção de energia reativa, destinada ao controle de tensão da rede de operação para mantê-lo dentro dos limites de variação estabelecidos. Segundo o módulo 14 dos Procedimentos de Rede são considerados serviços ancilares de suporte de reativo aqueles providos pelas unidades geradoras fornecendo potência ativa; unidades geradoras operando como compensadores síncronos; e equipamentos para controle de tensão dos concessionários de transmissão.

Porém, para que o serviço ancilar seja assim classificado e o Agente passe a ter os direitos e deveres referentes a esta contratação, faz-se necessário que um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) seja assinado. O CPSA é um contrato bilateral celebrado entre o ONS e o Agente provedor do serviço ancilar. Este contrato determina que é de responsabilidade do Agente a manutenção dos equipamentos necessários para a comutação de gerador/compensador síncrono de todas as unidades geradoras declaradas como provedoras deste serviço, sendo que, pela sua prestação, o Agente terá direito ao recebimento, através da CCEE via ESS (Encargos de Serviços do Sistema), do valor em reais (R\$) resultante do cálculo dado pelo montante de energia reativa apurado e da Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) estabelecida pela ANEEL.

2.1 Estados Operativos segundo as normas do ONS

Fundamentalmente existem três estados em que a unidade geradora pode permanecer: Parada; Operando como Gerador; ou Operando como Compensador Síncrono. Entretanto, conforme definido pela RO.AO.BR-04¹, cada estado pode ser classificado de diferentes formas, e entre eles: LIG (ligado como gerador); LCS (ligado como compensador síncrono por solicitação do ONS para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativo); LCC (ligado em compensador síncrono por conveniência do Agente); e DCO (desligado por conveniência operativa do ONS). Dentre outras funções, estas classificações subsidiam a contabilização de energia para o faturamento.

Conforme a necessidade sistêmica, a equipe de operação do ONS, pode solicitar aos Agentes que suas unidades geradoras operem como gerador (LIG) ou como compensador síncrono (LCS). Porém, nos períodos onde não houver necessidade da unidade geradora sincronizada ao SIN, a mesma deverá ser “entregue” ao Agente, que poderá optar entre:

- 1) Manter a unidade como compensador síncrono sem a solicitação do ONS (LCC) e com isso arcar com os custos desta operação, sem haver remuneração pela geração ou absorção de energia reativa;
- 2) Desligar a unidade geradora por conveniência operativa (DCO), neste caso a unidade permanecerá desligada, porém disponível ao ONS para quando a mesma for solicitada a entrar novamente em operação. Ao Agente incorrerá os custos inerentes a esta manobra, resultantes dos desgastes causados por esta operação.

Dadas estas condições operacionais impostas pelo novo modelo do setor faz-se necessário a estimativa dos custos inerentes a cada decisão, bem como, se torna importante a criação de um modelo que auxilie na elaboração otimizada do programa diário de geração considerando as novas variáveis.

3.0 - CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos operacionais foram divididos em: Custos de Parada e Partida; Custos da Operação como Compensador Síncrono; e Perdas Energéticas do Processo de Geração. Para tanto, foi necessário uma análise dos processos e a identificação de componentes que, de alguma forma, apresentam um gasto operacional mensurável.

3.1 Custos da Operação como Compensador Síncrono

Foram analisados os equipamentos que participam ativamente do processo de operação da unidade geradora como compensador síncrono, além da mensuração (ou estimação) dos consumos de energia elétrica. Com isso, foram considerados:

¹ Módulo 10 dos Procedimentos de Rede do ONS

- Energia Ativa, que inclui o consumo da máquina síncrona (motor) e dos sistemas auxiliares (excitação, compressores de ar de rebaixamento e perdas nos transformadores elevadores);
- Consumo de água do sistema de resfriamento das unidades;
- Custos adicionais de manutenção, incluindo os sistemas de ar de rebaixamento e de excitação.

Com isso, uma função matemática para a estimativa do custo da operação como compensador síncrono em função do tempo de operação pode ser encontrada (1).

3.2 Custos da Parada e Partida das Unidades Geradoras

Para a construção de uma função matemática que representasse o custo estimado de uma parada e partida das unidades geradoras, foi realizado um estudo visando a identificação dos equipamentos que apresentam um gasto mensurável em função de desgastes sofridos por manobra, além dos consumos adicionais de energia necessários para a realização do processo. Com isso, foram identificados os seguintes componentes para a formação do custo total:

- Perdas de água adicionais durante a partida da unidade;
- Desgastes dos equipamentos associados aos sistemas de lubrificação forçada e frenagem;
- Redução da vida útil do enrolamento estatórico do gerador;
- Consumo de energia ativa pela resistência de aquecimento do gerador.

Desta forma, após a identificação e mensuração dos valores, foi estimado o custo da parada e partida das unidades geradoras (1).

3.3 Perdas Energéticas do Processo de Geração

A potência gerada numa usina hidrelétrica é uma função da vazão turbinada e da altura de queda, que por sua vez, é uma função não-linear do volume armazenado e da vazão defluente. As perdas associadas à produção de energia correspondem ao desvio do ponto ótimo de operação, sendo encontrado por meio de um processo iterativo que considera a elevação do canal de fuga (para turbinas afogadas), as perdas no conduto forçado e as curvas de rendimento da turbina (curva colina) e do gerador (2), (3).

4.0 - A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA GERAÇÃO (PRÉ-DESPACHO)

O problema do pré-despacho consiste basicamente em determinar previamente os valores de geração por usina e por unidade geradora, para cada intervalo de tempo (30 minutos) ao longo de um período (geralmente 1 dia), buscando a otimização energética e a preservação dos equipamentos.

4.1 A Formulação Geral do Problema

O problema busca a minimização econômica das perdas decorrentes do processo de geração de energia e também dos custos operacionais decorrentes do número de paradas e partidas e da operação como compensador síncrono, considerando ainda a remuneração pela prestação do serviço ancilar de suporte de reativo, de forma que sejam atendidas as metas de geração por usina, os limites operativos das unidades geradoras e a carga prevista do sistema. Com isso, a função objetivo do problema pode ser escrita como:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nu} \left\{ \sum_{j=1}^{mm} \left[\begin{aligned} & \left(Cen_i \times f(pm_{i,j}^t) \right) \\ & + \left(Cpp_{i,j} \times |z_{i,j}^t - z_{i,j}^{t-1} + y_{i,j}^t - y_{i,j}^{t-1} + g_{i,j}^t - g_{i,j}^{t-1}| \right) \\ & + \left(Clcc_{i,j}^t \times y_{i,j}^t \right) \\ & - \left((TSA \times q_{i,j}^t - Clcs_{i,j}^t) \times g_{i,j}^t \right) \end{aligned} \right] + \left(Cen_i \times f(p_i^t) \right) \right\} \quad (1)$$

Sujeito a:

- Atendimento das metas de geração por usina:

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = \overline{p}_i \quad \forall i \quad (2)$$

- Atendimento à carga total:

$$\sum_{i=1}^{nu} p_i^t = d^t \quad \forall t \quad (3)$$

- Atendimento à demanda da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo:

$$\sum_{j=1}^{nm} q_{i,j}^t \leq w_i^t \quad \forall i, t \quad (4)$$

- Restrições Operativas:

$$z_{i,j}^t \times pm_{i,j}^{\min} \leq pm_{i,j}^t \leq z_{i,j}^t \times pm_{i,j}^{\max} \quad \forall i, j, t \quad (5)$$

$$g_{i,j}^t \times q_{i,j}^{\min} \leq q_{i,j}^t \leq g_{i,j}^t \times q_{i,j}^{\max} \quad \forall i, j, t \quad (6)$$

$$z_{i,j}^t + y_{i,j}^t + g_{i,j}^t \leq 1 \quad \forall i, j, t \quad (7)$$

$$\sum_{j=1}^{nm} pm_{i,j}^t = p_i^t \quad \forall i, t \quad (8)$$

Onde $f(pm_{i,j}^t)$ é a função de perdas do processo de geração associada a cada unidade geradora j , da usina i , durante o intervalo de tempo t , sendo considerada a perda de rendimento do conjunto turbina-gerador e a perda hidráulica do conduto (em MWh); $f(p_i^t)$ é a função de perdas do processo de geração considerando a perda pela elevação do nível de jusante (para usinas com turbinas afogadas) e/ou, quando houver, a perda hidráulica do conduto conjunto de todas as unidades geradoras (em MWh); Cen_i é a valoração econômica das perdas de energia ocasionadas durante o processo de geração da usina i (em $R\$/MWh$); $Cpp_{i,j}$ é o custo da parada, ou partida, da unidade geradora j da usina i (em $R\%$); $Clcc_{i,j}^t$ é o custo referente à operação como compensador síncrono, quando operando de forma não remunerada (LCC), da unidade geradora j da usina i durante o intervalo de tempo t (em $R\%$); $Cls_{i,j}^t$ é o custo da operação como compensador síncrono quando da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo, dado por $Clcc_{i,j}^t$ descontando o consumo do motor síncrono (em $R\%$); TSA é a Tarifa de Serviço Ancilar (em $R\$/Mvarh$); P_i^t é a potência despachada na usina i durante o intervalo de tempo t (em MW); \overline{p}_i é a meta de geração para a i -ésima usina (em MWh); d^t é a demanda de potência ativa do sistema durante o intervalo de tempo t (em MW); w_i^t é a demanda de potência reativa da usina i para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativo durante o intervalo de tempo t (em $Mvar$); $q_{i,j}^t$ é a potência reativa fornecida pela unidade j da usina i operando como compensador síncrono para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativo durante o intervalo de tempo t (em $Mvar$); $pm_{i,j}^t$ é a potência produzida na unidade geradora j da usina i no intervalo de tempo t (em MW); $pm_{i,j}^{\min}$, $pm_{i,j}^{\max}$ são a potência mínima e máxima, respectivamente, produzida na unidade geradora j da usina i (em MW); $q_{i,j}^{\min}$, $q_{i,j}^{\max}$ são a potência reativa máxima e mínima, respectivamente, que pode ser produzida pela unidade geradora j da usina i durante a

operação como compensador síncrono (em $Mvar$); $z_{i,j}^t$ é uma variável booleana que assume “1” quando a unidade geradora j da usina i está operando como gerador durante o intervalo de tempo t , e assume “0” caso a unidade esteja em outro estado operativo; $y_{i,j}^t$ é uma variável booleana que assume “1” quando a unidade geradora j da usina i está operando como compensador síncrono de forma não remunerada (LCC) durante o intervalo de tempo t , e assume “0” caso a unidade esteja em outro estado operativo; $g_{i,j}^t$ é uma variável booleana que assume “1” quando a unidade geradora j da usina i está operando como compensador síncrono de forma remunerada (LCS) durante o intervalo de tempo t , e assume “0” caso a unidade esteja em outro estado operativo; T é o número total de períodos; nm é o número de unidades geradoras disponíveis da usina i e nu é o número de usinas.

4.2 Técnica de Solução

A Figura 1 ilustra a técnica de solução implementada, em um primeiro nível há o subproblema do despacho de unidades, resolvido separadamente para cada usina via programação dinâmica, cujo objetivo é determinar a melhor configuração de unidades que atende à potência despachada para cada usina. A primeira configuração de unidades, para cada usina, é definida previamente de uma forma que todas as metas e restrições do problema possam ser atendidas. Em um segundo nível encontra-se o subproblema do despacho de geração, que através de um coordenador para a solução via relaxação Lagrangeana, são obtidos os blocos de geração otimizados por usina e por período para uma dada configuração de unidades despachadas.

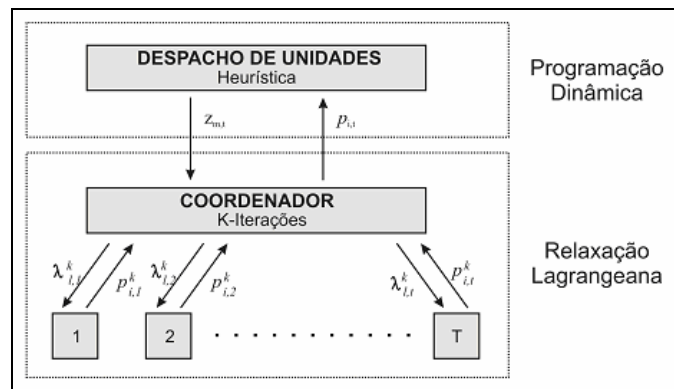


Figura 1 - Procedimento de solução que combina relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica (Adaptado de (3))

Conforme é encontrada a distribuição de potência, dada pela solução do subproblema do despacho de geração, uma nova configuração de unidades pode ser obtida com a solução do subproblema do despacho de unidades, que servirá como entrada para que, novamente haja uma redistribuição de potência entre as usinas. Este procedimento heurístico deve ser repetido até que a configuração de unidades encontradas pela solução do subproblema de despacho de unidades coincida com a solução anterior (4).

A Figura 2 apresenta um exemplo da estrutura da programação dinâmica implementada onde, dado o despacho de geração por período é construída uma matriz de estados com todas as configurações possíveis que atendem o despacho de geração definido. Nesta figura hipotética, percebe-se que, para uma usina que possua 4 unidades geradoras com as mesmas características, com limites operacionais por unidade variando entre 165 e 315MW, as quatro necessitam estar ligadas como gerador (LIG) no instante $t=1$ para que os 1064MW despachados sejam atendidos, já no instante $t=2$, três ou quatro unidades geradoras necessitam estar operando como gerador (LIG) para que os 785MW despachados sejam atendidos e com isso existem as seguintes configurações de unidades geradoras possíveis: (3 LIG + 1 DCO; 3 LIG + 1 LCC; e 4 LIG), além disso, uma quarta possibilidade está presente nesta situação, (3 LIG + 1 LCS), no entanto esta configuração só deve existir na matriz caso esta possibilidade seja previamente definida. Seguindo este mesmo raciocínio, é possível montar o diagrama de estados para todos os estágios t de todo o período T .

Em função da legislação vigente acerca da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo, que não permite uma contratação de demanda prévia de fornecimento de energia reativa, a definição sobre haver ou não unidades disponíveis para prestarem este serviço ancilar pode ser baseada em históricos de operação ou em estudos de

fluxo de potência. Com isso define-se previamente para cada período t um número de unidades que podem ser solicitadas a operarem como compensador síncrono de forma remunerada bem como a potência reativa média que poderá ser fornecida ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por cada unidade, permitindo que a remuneração possa ser estimada e incluída no modelo. O custo elementar relativo à transição entre os estados de um estágio t e $t+1$ é constituído pela soma da função de perda de geração ponderada pela sua valoração monetária atribuída; do custo associado às partidas/paradas das unidades geradoras; e do custo da operação como compensador síncrono.

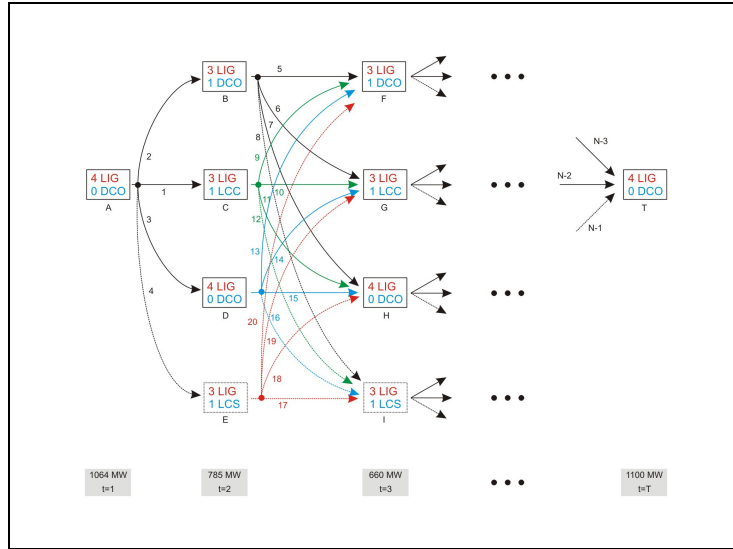


Figura 2 - Exemplo de configurações de unidades que atendem ao despacho de geração definido.

Desta forma, considerando f_t^* o custo mínimo acumulado nos estágios $t, t+1, \dots, T$, para um dado estado operativo das unidades geradoras (z_j^t, y_j^t, g_j^t) , para todo $j \in nm$. O resultado final da configuração de unidades é obtido através da solução da Equação 9, recursiva para todo $t \in T$, e calculada para todas as configurações de unidades que satisfazem as restrições de potência despacha e as restrições operacionais de cada unidade.

$$f_t^* = \min \left(\left(\left(\begin{aligned} & (Cen_i \times f(pm_{i,j}^t)) \\ & + (Cp_{i,j} \times |z_{i,j}^t - z_{i,j}^{t-1} + y_{i,j}^t - y_{i,j}^{t-1} + g_{i,j}^t - g_{i,j}^{t-1}|) \\ & + (Clcc_{i,j}^t \times y_{i,j}^t) \\ & - ((TSA \times q_{i,j}^t - Clcs_{i,j}^t) \times g_{i,j}^t) \end{aligned} \right) + (Cen_i \times f(p_i^t)) \right) + f_{t+1}^* \right) \quad (9)$$

A configuração do estado inicial das unidades pode ser obtida a partir do programa de geração do dia anterior, e com isso, a matriz de estados passa a ter um estágio $t=0$ onde o estado operativo das unidades já está definido.

5.0 - RESULTADOS E CONCLUSÕES

Conforme apresentado, o problema do pré-despacho é resolvido através de um procedimento iterativo que alterna a resolução de dois subproblemas: o Despacho de Geração (DG) e o Despacho de Unidades geradoras (DU). Os valores dos custos resultantes de cada alteração de estado operativo (parada e partida e operação como compensador síncrono) foram aplicados no subproblema do despacho de unidades geradoras que, juntamente com a remuneração pelo suporte de reativo e com a valoração das perdas energéticas do processo de geração compõem os custos de transição entre os estados dos estágios para a resolução deste subproblema através da programação dinâmica.

Para a apresentação dos resultados foram realizadas três simulações, considerando critérios de otimalidades diferentes: (a) sem considerar custos de transição entre os estados operativos; (b) considerando os custos de partida, parada e da operação como compensador síncrono; e (c) considerando os custos de transição entre os estados operativos e a remuneração pelo suporte de reativo prestado nos períodos determinados conforme previsão. O Despacho Inicial, que é a configuração inicial das unidades geradoras, foi obtido por meio de uma heurística baseada numa distribuição ponderada pela meta de cada usina, da geração total (demanda), que garante o atendimento a todas as restrições do problema.

Foi considerada, para todas as simulações, a mesma demanda de produção de energia reativa pelas unidades geradoras operando como compensador síncrono (LCS), ou seja, independentemente do despacho de unidades geradoras, haverá a necessidade de prestação do suporte de reativo. No entanto, a remuneração pelo suporte de reativo só foi incluída na função objetivo para a resolução da simulação (c). Nas simulações (a) e (b), e no despacho inicial, o número de períodos onde haveria a operação como LCS, conforme a demanda prevista, foi verificada após a solução do despacho de unidades geradoras e incluída nos resultados. A Tabela 1 mostra a comparação entre as simulações, realizadas para uma previsão de carga de um dia típico de operação do sistema COPEL (Figura 3) e mostra os resultados considerando as UHE's GBM, GNB, GJR e GPS. A perda energética foi valorada à TEO (Tarifa de Energia de Otimização).

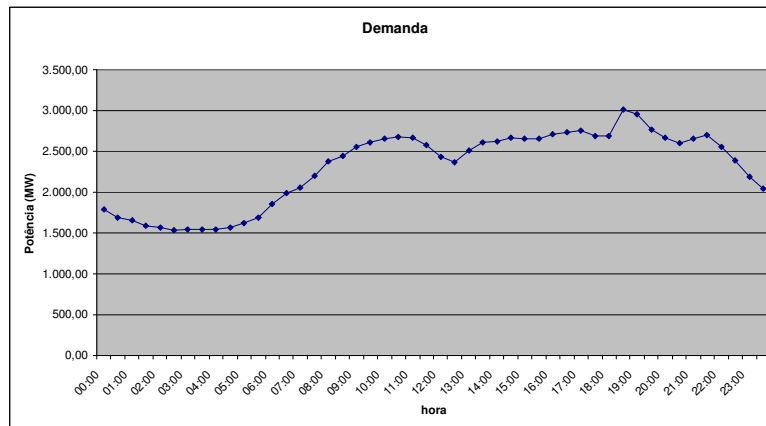


Figura 3 - Previsão de demanda de carga

Tabela 1 - Resultado das simulações para a definição do Pré-Despacho, considerando a TEO para a valoração das perdas energéticas e a possibilidade de remuneração pelo suporte de reativos para todas as simulações.

	Despacho Inicial	Simulação (a) - Sem custos de P/P e LCC	Simulação (b) - Custos de P/P e LCC	Simulação (c) - Custos de P/P e LCC + LCS
Perdas [MW_{méd}]	69,24	51,57	52,03	56,74
Nº P/P	15	12	9	7
Nº LCS	184	172	158	202

O número de partidas e paradas considera o número de partidas mais o número de paradas, e inclui as partidas para atender o serviço ancilar de suporte de reativo, uma vez que a unidade estando desligada por DCO pode ser solicitada a operar como compensador síncrono em função da demanda estabelecida. O número de LCS contabiliza o número de períodos (30 minutos) em que as unidades podem ser solicitadas a operar como compensador para a prestação do suporte de reativo.

6.0 - CONCLUSÕES

A utilização dos custos operacionais e da demanda energia reativa possibilitam que os resultados obtidos sejam otimizados do ponto de vista econômico, podendo minimizar o número de paradas e partidas além de verificar a possibilidade da remuneração como compensador síncrono de forma a disponibilizar um número maior de unidades ao sistema em função da previsão de despacho, durante a operação em tempo real, de unidades para a prestação do suporte de reativo ao SIN. No entanto, a inclusão da previsão de suporte de reativo deve ser ponderada, uma vez que, por não haver garantias de despacho de máquinas para este fim e nem de contratação prévia de energia reativa, a simples variação da produção de reativo pode trazer impactos financeiros para a empresa em função da elaboração do programa diário ter considerado uma remuneração pré-estabelecida. Além disso há o custo da operação como síncrono que, mesmo por solicitação do ONS, pode ser onerosa à Companhia, caso a remuneração dada pela produção de reativo não cubra o custo da operação, conforme apresentado no item 3.1.

O objetivo do modelo apresentado, é permitir que as empresas possam aproveitar seus recursos, tanto naturais (reservatórios) quanto físicos (equipamentos) de uma forma mais econômica, e isto se torna muito importante no atual modelo competitivo do setor elétrico. Tem-se ainda que, uma otimização do pré-despacho resulta em menores perdas energéticas durante a produção, acarretando em ganhos para todo o SIN. Por outro lado, um melhor aproveitamento dos recursos físicos (equipamentos) acarreta em ganhos de disponibilidade, uma vez que diminui a necessidade de intervenções nos equipamentos, aumentando com isso, a confiabilidade do sistema, o que também acarreta em vantagens para todo o SIN. Com isso, o modelo apresentado procurou ponderar, em valor econômico, tanto os desgastes físicos dos equipamentos quanto as perdas energéticas, de modo a possibilitar que um despacho mais econômico seja realizado.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) VIEIRA, D. P. Modelo Econômico de Programação Diária da Geração Considerando os Custos de Parada e Partida e Operação como Compensador Síncrono. **Dissertação de Mestrado**. Curitiba. UTFPR, 2007.
- (2) SOARES, S., SALMAZO, C. T. Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 12, nº 3, pp. 1220-1228. August 1997.
- (3) SALMAZO, C. T., Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema Copel. **Dissertação de Mestrado**. UNICAMP. 1997.
- (4) ARCE E., A. S., Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos via Heurística Baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica. **Tese de Doutorado**. UNICAMP. 2006.