

PROPOSTA DE UM NOVO MODELO MATEMÁTICO PARA GERENCIAMENTO ÓTIMO DE ENERGIA ELÉTRICA PELO LADO DO CONSUMIDOR

LUIS C. SANCHEZ, FERNANDO V.C. ÑAHUIS, FÁBIO B. LEÃO

Laboratório de Plan. de Sistemas de Energia Elétrica, Depto de Energia Elétrica, Universidade Estadual Paulista
Av. José Carlos Rossi, 1370, Campus III, 15385-000, Ilha Solteira, SP, Brasil
E-mails: luissanchez-123@hotmail.com; vlad_unesp_sp@hotmail.com; bertequini@dee.feis.unesp.br

Abstract – In context of management and conservation of electrical energy, costumer support tools for managing the demand side are key to optimizing the use of energy resources in order to minimize electricity costs while ensuring the consumer comfort. In this way, this paper proposes a new mathematical model of mixed integer linear programming (MILP) to solve the problem of optimal management of electrical energy. The mathematical model is based on minimizing the cost of electrical energy, maximizing consumer comfort, taking into account the minimization of the difference between habitual consumption and optimal consumption, and minimizing the power input into the network. The model is implemented in AMPL programming language and solved using the CPLEX solver. The methodology is applied to manage a set of loads and results show its efficiency and potential to manage optimally consumer demand, considering the electricity tariff with variable price, distributed generation, energy storage battery bank and electric vehicle.

Key words – Demand Side Management, Electric Power Tariff, Smart Grid.

Resumo - No contexto de gestão e conservação de energia elétrica, ferramentas de apoio ao consumidor para o gerenciamento pelo lado da demanda são fundamentais para a otimização do uso dos recursos energéticos de modo a minimizar os custos com energia elétrica e ao mesmo tempo garantir o conforto do consumidor. Assim, este artigo propõe um novo modelo matemático de programação linear inteira mista (PLIM) para resolver o problema de gerenciamento ótimo de energia elétrica. O modelo matemático é baseado na minimização do custo da energia elétrica, maximização do conforto do consumidor, levando em conta a minimização da diferença entre o consumo habitual e o consumo ótimo, e a minimização da potência absorvida da rede. O modelo é implementado em linguagem de programação AMPL e resolvido utilizando o solver CPLEX. A metodologia é aplicada para gerenciar um conjunto de cargas e os resultados mostram sua eficiência e potencial para gerenciar de forma otimizada a demanda do consumidor, considerando a tarifa de energia elétrica com preço variável, geração distribuída, armazenamento de energia em banco de baterias e veículo elétrico.

Palavras chaves – Gerenciamento Pelo Lado da Demanda, Tarifas de Energia Elétrica, Smart Grid.

1. Introdução

O atual modelo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica tem se deparado com vários fatores que devem ser observados para o sucesso de um novo projeto que se encontra em vias de implantação no Brasil, dos quais se destacam a união de tecnologias de informação, automação e comunicação, aplicada no monitoramento, controle e manutenção da rede elétrica, a qualidade da energia fornecida, segurança, sustentabilidade e confiabilidade (Vidal, 2014; Falcão, 2010; Bollen, 2011; Samadi, 2012).

Porém, é no conceito de *Smart Grid* que, fundamentalmente, reside um dos aspectos mais importantes a ser considerado em função das mudanças pretendidas para o setor nos próximos anos, que é a participação ativa do consumidor, com o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) e a implantação de alternativas, tanto relacionadas a geração de sua própria energia consumida ou geração distribuída (GD) e armazenamento para consumo em horários que julgar satisfatório, quanto em relação a outros fatores, como a mudança de hábitos na forma de consumir energia.

O gerenciamento pelo lado da demanda tem se mostrado eficiente para a minimização do uso de energia fornecida pelas concessionárias, e esse fator tem resultado em benefícios econômicos e, principalmente, no incentivo de fontes renováveis de energia, (Bollen, 2011).

O GLD consiste em controlar a demanda pelo lado do consumidor de duas formas: a direta, em que a concessionária, através de contrato firmado com o consumidor, tem autorização para ligar ou desligar

remotamente as cargas da unidade consumidora; e a indireta, que a concessionária faz através de mudanças nos preços da tarifa de energia elétrica de forma que o consumidor mude seus hábitos de consumo, ou seja, desloque sua demanda para horários em que o preço de energia é mais barato.

O objetivo principal em ambos os métodos de controle da GLD é modular a curva de carga do consumidor de modo a reduzir o pico da demanda do sistema. As principais estratégias empregadas para modular a curva de carga são: redução da ponta, enchimento dos vales, deslocamento de cargas, conservação e curva de carga flexível (Logenthiran et al, 2012).

Para a implementação de GLD de forma adequada, principalmente, quando adotando a forma indireta de controle, é necessário que o consumidor tenha ferramentas ao seu dispor que lhe proporcione uma visão ampla dos benefícios a serem alcançados.

Porém, o consumidor de energia elétrica, ao optar em determinados horários por uma maior economia no consumo de energia, deverá ter a clara visão que essa economia poderá ser fator de diminuição de seu conforto, ou na mudança de hábitos de consumo.

Para uma maior efetividade no controle da demanda no lado do consumidor, serão necessárias práticas que viabilizem a implantação do GLD nesses consumidores.

Os vários estudos direcionados ao GLD afirmam que para sua implementação é necessária a modernização e aumento na capacidade da infraestrutura do setor elétrico já existente (Logenthiran, T., 2012).

Em termos práticos, o conceito e a tecnologia relacionados à implementação da *Smart Grid*

proporcionará ao consumidor uma participação ativa na gestão do uso da energia consumida, com a automação integrada do sistema e a comunicação bidirecional entre a concessionária e o consumidor. Em especial pode-se citar o uso de medidores inteligentes com capacidade de comunicação remota bidirecional (Toledo, 2012).

Neste caso, ferramentas adequadas para o controle e gerenciamento ótimo de cargas serão de grande valia para o consumidor.

Por outro lado, a inserção de geração distribuída em sistemas de distribuição, em nível de média e baixa tensão é uma realidade e assume cada vez mais o papel de coadjuvante na melhoria da eficiência energética em nível de rede e consumidor.

Dessa forma, a realidade na implantação de GD e até mesmo armazenar essa energia em bancos de baterias para ser consumida em horários propícios é forma de reduzir o valor da conta de energia e manter o conforto do consumidor em níveis aceitáveis.

A quase totalidade dos consumidores de baixa tensão não realiza o gerenciamento de consumo por não possuem ferramentas eficientes para monitorar e operar as cargas, o que pode desestimular o consumidor a participar ativamente em programas de GLD, Carati et al., (2014).

Baseado no exposto acima é necessário desenvolver ferramentas para servir de suporte na tomada de decisão do consumidor, baseada na implementação de um programa de GLD utilizando-se de modelos matemáticos.

Neste sentido, este trabalho propõe um novo modelo matemático de programação linear inteiro misto (PLIM) e analisa as metodologias de tarifação propostas para obtenção dos resultados no deslocamento da demanda sob as perspectivas do consumidor considerando que este está inserido em um programa de GLD indireto, analisando a ocorrência das possíveis variáveis com seu engajamento ao processo, de maneira a não sacrificar tanto seu conforto em relação à mudança de hábitos no uso da energia elétrica e que obtenha o máximo ganho com a elasticidade tarifária.

São realizadas simulações objetivando otimizar o uso da energia em um consumidor, levando em consideração cargas controláveis, não controláveis e cargas prioritárias de vários tipos e potências.

2. Modelo Matemático

O modelo matemático proposto para otimização do problema leva em consideração um consumidor com perfil de uso de equipamentos com a possibilidade de geração de energia distribuída (GD) e armazenamento por baterias, ainda, com especial atenção a condição futura dos sistemas de distribuição, que é ter veículos elétricos conectados a rede.

A Figura 01 ilustra uma unidade consumidora de energia elétrica composta por um painel de geração de energia fotovoltaica e banco de baterias de armazenamento.

O modelo proposto permite a integração dessas alternativas de tal forma que a energia gerada pelo painel fotovoltaico durante o dia ou esta sendo utilizada pelo consumidor ou esta sendo armazenada pelas baterias, ao mesmo tempo em que se utiliza da potência fornecida pela rede para suprir a demanda.

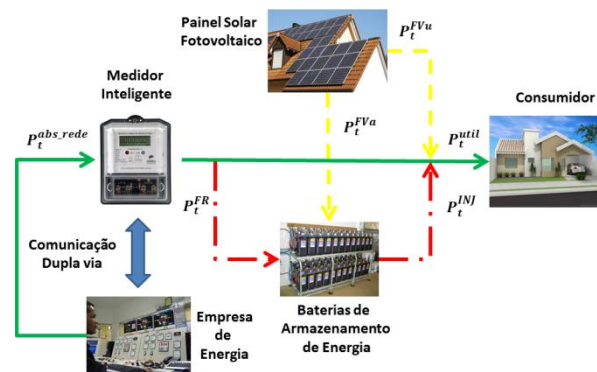


Figura 1: Unidade consumidora de energia elétrica com painel fotovoltaico e banco de baterias.

Sendo:

$P_t^{abs, rede}$: Potência absorvida da rede elétrica no instante (t) (kW); P_t^{FVa} : Potência fotovoltaica armazenada no instante (t) (kW); P_t^{FVu} : Potência fotovoltaica útil no instante (t) (kW); P_t^{util} : Potência utilizada no instante (t) (kW); P_t^{FR} : Potência fornecida pela rede ao banco de baterias no instante (t) (kW) e P_t^{INJ} : Potência de injeção no instante (t) (kW).

Assim, para otimização do problema, foram consideradas, cargas absorvidas da rede de distribuição e energia produzida por painel fotovoltaico, dessas duas variáveis origina-se a potência fornecida ao banco de baterias e a potência utilizada pela unidade consumidora.

O modelo prioriza o armazenamento da energia por baterias durante o dia, nos intervalos de tempo em que o preço da energia esta baixo, e injeta nos intervalos de tempo em que o valor tarifário estiver em patamares elevados, ou seja, nos horários considerados de pico, dessa forma, mantém o conforto do usuário em patamares próximos do desejado.

O modelo matemático proposto visa, ainda, à otimização no uso de energia elétrica, levando em consideração a possibilidade do deslocamento de equipamentos elétricos com cargas controláveis ao longo do período do dia.

O modelo se comporta adequadamente a qualquer consumidor que venha adotar uma estrutura tarifária com preço da tarifa variável ou constante para o faturamento da energia.

Também, o modelo apresenta flexibilidade possibilitando que mesmo que a unidade consumidora não esteja equipada com planta de energia de fonte alternativa (GD) ou não possua um banco de baterias para armazenamento de energia, ele se apresentará de forma compatível para otimizar o problema para esse consumidor.

A função objetivo do problema é apresentada na equação (01).

$$\begin{aligned} \min: & \sum_{\substack{e \in \Omega_e \\ p_e = 1}} \sum_{t \in \Omega_t} \delta_t^E \cdot \varepsilon_{e,t}^o \\ & + \sum_{\substack{e \in \Omega_e \\ p_e = 0}} \sum_{\substack{t \in \Omega_t \\ QCA_{e,t} = 1}} \delta_t^E (\varepsilon_{e,t}^h - \varepsilon_{e,t}^o) \\ & + \sum_{t \in \Omega_t} \delta_t^E \cdot p_{abs_rede} \cdot h \end{aligned} \quad (1)$$

Sendo:

δ_t^E : Custo tarifário no horário t (R\$/kWh).

$\varepsilon_{e,t}^o$: Energia total ótima (kWh).

$\varepsilon_{e,t}^h$: Consumo de energia total habitual (kWh).

h : Valor da faixa de tempo

Ω_t : Conjunto de faixas de tempo.

Ω_e : Conjunto de equipamentos (uso final).

QCA : Quadro de consumo habitual de energia.

p_e : Prioridade do funcionamento do equipamento.

O modelo matemático desenvolvido para a resolução do problema de GLD promove o deslocamento do uso dos dispositivos do período de tempo (t) em que os equipamentos (e) serão ligados permitindo que o consumidor mantenha seu máximo conforto e o mínimo de custo, para que isso ocorra basta, ao consumidor, eleger os equipamentos (e) que julgar prioritários, atribuindo a eles índice “1”, visando à manutenção de seu conforto, e para os aparelhos não prioritários índice “0” de forma que o modelo irá buscar os melhores horários para as cargas não prioritárias, dessa forma, deslocando o funcionamento desses dispositivos para fora do horário de pico irá buscar os períodos de tempo (t) que o valor da tarifa se apresentar com valores ótimos.

Assim o modelo fica sujeito a:

$$\begin{aligned} \sum_{\substack{t \in \Omega_t \\ hp_{e,t} = 1}} x_{e,t} &= h_e^u; \forall e \in \Omega_e / p_e = 1 \quad (2) \\ \sum_{e \in \Omega_e} x_{e,t} \cdot p_e^{med} &\leq \beta \cdot \text{Max}_{t \in \Omega_t} \left\{ \sum_{e \in \Omega_e} p_e^{med} \cdot QCA_{e,t} \right\}; \forall t \in \Omega_t \\ \varepsilon_{e,t}^o &= \left(\frac{p_e^{med}}{60} \right) \cdot m_{e,t}; \forall e \in \Omega_e / t \in \Omega_t / t_e^E = 0 \\ 0 &\leq -m_{e,t} + n_{e,t}; \forall e \in \Omega_e / t \in \Omega_t \\ -m_{e,t} + n_{e,t} &\leq M \cdot (1 - x_{e,t}); \forall e \in \Omega_e / t \in \Omega_t \\ 0 &\leq m_{e,t}; \forall e \in \Omega_e / t \in \Omega_t \\ m_{e,t} &\leq M \cdot x_{e,t}; \forall e \in \Omega_e / t \in \Omega_t \\ N_e &\leq n_{e,t} \leq \bar{N}_e; \forall e \in \Omega_e / t \in \Omega_t \end{aligned}$$

Sendo:

$x_{e,t}$: Variável principal de decisão.

p^{Med} : Potência média do equipamento

β : variável (contínua ou inteira)

$m_{e,t}$: Variável que representa o produto de $x_{e,t}$ e $n_{e,t}$

$n_{e,t}$: Quantidade de minutos em que o usuário utiliza o equipamento na faixa de tempo (t).

$\underline{N}_e$: Limite mínimo de minutos (funcionamento do equipamento).

$\bar{N}_e$: Limite máximo de minutos.

M : Constante de linearização.

Quando considerado o carregamento de bateria de veículo elétrico, adotam-se parâmetros específicos, delimitando o horário de início e término do carregamento. Deste modo, quando o consumidor solicitar o carregamento do veículo elétrico, só receberá essa autorização para carregamento da bateria do veículo dentro da faixa de tempo (t) em horas previamente definida para esse tipo de equipamento. Portanto, para se obter delimitação quanto ao horário previamente programado para qualquer equipamento o índice (tE) deverá ser igual “1”, que significa autorização pelo modelo, somente, naquele período de tempo escolhido, conforme demonstrado no item 11 da Tabela 01, pois, quando atribuído índice “0”, os equipamentos ficam livres, permitindo ao modelo a busca do melhor período no tempo (t) para serem ligados, desde que não tenham sido eleitos como prioritários.

Assim:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{e,t}^o &= p_e^{Med} \cdot \Delta \tau_t^{VE}; \forall e \in \Omega_e / t_e^E = 1 \quad (3) \\ 0 &\leq -\Delta \tau_{e,t}^{VE} + \tau_t^{VE}; \forall e \in \Omega_e / t_e^E = 1 \\ -\Delta \tau_{e,t}^{VE} + \tau_t^{VE} &\leq M \cdot (1 - x_{e,t}); \forall e \in \Omega_e / t_e^E = 1 \\ 0 &\leq \Delta \tau_{e,t}^{VE}; \forall e \in \Omega_e / t_e^E = 1 \\ \Delta \tau_{e,t}^{VE} &\leq M \cdot x_{e,t}; \forall e \in \Omega_e / t_e^E = 1 \\ \underline{\tau} &\leq \tau_t^{VE} \leq \bar{\tau}; \forall t \\ E^{VE} &= SOC + \sum_{\substack{e \in \Omega_e \\ t_e^E = 1}} \sum_{t \in \Omega_t} \varepsilon_{e,t}^o; \\ 0 &\leq E^{VE} \leq 0.95 \cdot K^{MAX}; \end{aligned}$$

Sendo:

$\Delta \tau_{e,t}^{VE}$: Variável que representa o produto de τ_t^{VE} e $x_{e,t}$.

τ_t^{VE} : Tempo de carregamento do veículo elétrico dentro da faixa de tempo t (Hrs).

t_e^E : Parâmetro que caracteriza o tipo de equipamento de uso final.

$\underline{\tau}$: Horário Inicial de acionamento do equipamento (e) dentro da faixa de tempo t (Hrs).

$\bar{\tau}$: Horário final de acionamento do equipamento (e) dentro da faixa de tempo (t =Hrs).

E^{VE} : Energia armazenada na bateria do veículo elétrico (kWh).

SOC : Estado da carga inicial da bateria do veículo elétrico

K^{MAX} : Carga máxima da bateria do veículo elétrico (capacidade de armazenamento da bateria).

A potência armazenada possui componente, preferencialmente, advinda da energia gerada e, em segundo plano, componente fornecida pela rede.

Assim, nos períodos do dia em que a energia fotovoltaica esta sendo produzida, essa potência é direcionada para atender a potência utilizada e, residualmente, direcionada para potência armazenada.

Então, para atender o armazenamento o modelo se comporta de forma a absorver a sobra da energia fotovoltaica produzida e, em caráter suplementar, a energia da rede nos horários fora de pico, otimizando custos com o aproveitamento da totalidade da potência gerada. Também, busca injetar a potência armazenada nos horários de pico, otimizando o conforto do usuário, haja vista que com essa potência à disposição do consumidor, o mesmo poderá manter hábitos de consumo para os horários de pico quando a tarifa possui valor elevado. Assim adicionam-se as seguintes restrições ao problema:

$$\begin{aligned} P_t^{abs.rede} + P_t^{INJ} + P_t^{FVu} &= P_t^{util} \quad (4) \\ &+ P_t^{FR} ; \forall t \in \Omega_t \\ 0 &\leq P_t^{abs.rede} ; \forall t \in \Omega_t \\ P_t^{ABS} &= P_t^{FVa} + P_t^{FR} ; \forall t \in \Omega_t \\ P_t^{FVp} &= P_t^{FVu} + P_t^{FVa} ; \forall t \in \Omega_t \\ 0 &\leq P_t^{FVu} ; \forall t \in \Omega_t \\ 0 &\leq P_t^{FVa} ; \forall t \in \Omega_t \\ P_t^{UTIL} &= \frac{1}{h} \cdot \sum_{\forall e \in \Omega_e} \epsilon_{e,t}^0 ; \forall t \in \Omega_t \end{aligned}$$

Sendo:

P_t^{ABS} : Potência de absorção no instante (t) (kW).

Ainda, visando atender a potência instalada pelo banco de baterias (P^{INST}) e prolongar a vida útil desses equipamentos, optou-se por inserir restrições que visam controlar seu carregamento, limitando-se assim:

- O máximo de absorção de potência ($\bar{P}^a$);
- O máximo de injeção de potência ($\bar{P}^i$);
- O mínimo de absorção de potência ($\underline{P}^a$) e
- O mínimo de injeção de potência ($\underline{P}^i$).

Bem como, delimitou-se sua máxima carga através da restrição ($\bar{E}$) e mínima pela restrição ($\underline{E}$).

Assim:

$$\begin{aligned} P_t^{UTIL} &\leq P^{INST} ; \forall t \in \Omega_t \quad (5) \\ \underline{P}^i \cdot \omega_t^i &\leq P_t^{INJ} ; \forall t \in \Omega_t \\ P_t^{INJ} &\leq \bar{P}^i \cdot \omega_t^i ; \forall t \in \Omega_t \\ \underline{P}^a \cdot \omega_t^a &\leq P_t^{FR} ; \forall t \in \Omega_t \\ P_t^{FR} &\leq \bar{P}^a \cdot \omega_t^a ; \forall t \in \Omega_t \\ \omega_t^i + \omega_t^a &= 1 ; \forall t \in \Omega_t \\ E_t^B &= E^{BO} ; \forall t \in \Omega_t / t = 1 \\ E_t^B &= E_{t-1}^B + P_t^{ABS} \cdot h - P_t^{INJ} \cdot h ; \forall t \in \Omega_t / t > 1 \\ \underline{E} &\leq E_t^B \leq \bar{E} ; \forall t \in \Omega_t \end{aligned}$$

Sendo:

P^{INST} : Potência instalada (kW).

$\underline{P}^i$: Limite mínimo da potência de injeção (kW).

ω_t^i : Variável binária que caracteriza a injeção de potência.

ω^a : Variável binária que caracteriza a absorção de potência.

$\bar{P}^i$: Limite máximo da potência de injeção (kW).

$\underline{P}^a$: Limite mínimo da potência de absorção (kW).

ω^a : Variável binária que caracteriza a absorção de potência.

$\bar{P}^a$: Limite máximo da potência de absorção (kW).

E_t^B : Estado de energia da bateria (kWh).

E^{BO} : Estado inicial da energia da bateria (kWh).

$\underline{E}$: Limite mínimo da energia armazenada (kWh).

$\bar{E}$: Limite máximo da energia armazenada (kWh).

3. Testes e Resultados

O modelo proposto foi implementado na plataforma AMPL (FOURER, 2003) e resolvido através do solver CPLEX (ILOG, 2008).

Para realização dos testes e simulação do modelo, foi definido um quadro de uso de equipamentos gerais. Assim, atribuiu-se a esses equipamentos potências médias (P_{med}) e horas de uso (H_u), observado o funcionamento mínimo para cada intervalo de tempo (N_{min}), deixando a critério do consumidor a definição daqueles equipamentos que julgar prioritários (p). Essa eleição deve ser analisada a partir do conforto desejado pelo consumidor, ainda, o consumidor poderá fazer escolhas dos intervalos de tempo (tE) para determinados dispositivos, neste caso o equipamento só receberá autorização para funcionamento nos horários eleitos previamente pelo consumidor, a exemplo do item 11 (τ_t^{VE}) que no modelo se utiliza do horário compreendido entre as 22:00 horas do dia anterior, até as 6:00 horas do dia seguinte para o carregamento da bateria. Conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1: Tabela de Equipamentos.

N°	Pmed (kW)	Hu (h)	p	Nmin	tE
1	2.0	2	0	15	0
2	5.0	5	0	20	0
3	3.2	3	1	15	0
4	1.5	5	1	15	0
5	1.5	5	1	20	0
6	1.5	5	0	15	0
7	1.5	2	0	12	0
8	1.2	3	0	13	0
9	1.3	4	1	14	0
10	5.0	5	0	15	0
11	4.0	4	1	0	1

Cabe ressaltar que os dados de QCA (quantidade de consumo habitual), são os dados de entrada que alimentam o modelo, e foram adotados com base no histórico de consumo habitual do consumidor. Assim, o que se buscou foi verificar se com a entrada desses dados o modelo produziria uma resposta satisfatória ao deslocamento do uso habitual de consumo da energia elétrica, minimizando custo e ao mesmo tempo preservando o conforto do usuário.

A Tabela 2 apresenta os parâmetros utilizados para o custo tarifário (δ_t^E).

Tabela 2: Preço de energia por intervalo de tempo.

Faixa Horária	Valor da Tarifa	Faixa Horária	Valor da Tarifa
00h-01h	R\$ 0.22419	12h-13h	R\$ 0.22419
01h-02h	R\$ 0.22419	13h-14h	R\$ 0.22419
02h-03h	R\$ 0.22419	14h-15h	R\$ 0.22419
03h-04h	R\$ 0.22419	15h-16h	R\$ 0.22419
04h-05h	R\$ 0.22419	16h-17h	R\$ 0.22419
05h-06h	R\$ 0.22419	17h-18h	R\$ 0.32629
06h-07h	R\$ 0.22419	18h-19h	R\$ 0.51792
07h-08h	R\$ 0.22419	19h-20h	R\$ 0.51792
08h-09h	R\$ 0.22419	20h-21h	R\$ 0.51792
09h-10h	R\$ 0.22419	21h-22h	R\$ 0.32629
10h-11h	R\$ 0.22419	22h-23h	R\$ 0.22419
11h-12h	R\$ 0.22419	23h-24h	R\$ 0.22419

Portanto, os custos ou tarifas de energia elétrica consumida e a busca da preservação do conforto do consumidor representam ponto chave do modelo. Conclui-se, então que para que ocorra cada alternativa, o usuário deverá, simplesmente, eleger a opção que mais lhe convenha na determinação dos equipamentos prioritários ($p=1$) ou não prioritários ($p=0$), com exceção do equipamento 11 (veículo elétrico), tendo em vista que para esse equipamento deve ser adotado intervalo de tempo específico ($\Delta t=1$) para carregamento.

As Figuras 02 e 03 mostram a QCA em comparação com a QCO (quantidade de consumo ótimo), que é a resposta apresentada pelo modelo ao consumidor, levando em consideração as variáveis apresentadas diante dos equipamentos utilizados. Pode-se observar que houve os deslocamentos dos usos dos equipamentos, porém, esse deslocamento se deu de forma brusca, somente, para aqueles equipamentos que não foram eleitos como prioritários pelo usuário, dessa forma, o modelo otimizou o uso dos equipamentos mantendo os períodos de funcionamento para aqueles eleitos como prioritários, os quais poderiam influenciar, sobremaneira, o conforto do consumidor caso fossem deslocados.

Como o modelo adota limites mínimo e máximo para o funcionamento dos equipamentos dentro de um intervalo de tempo, poderá resultar vários intervalos de tempo para um determinado dispositivo, quando comparado QCA em relação ao QCO, a exemplo do equipamento 02, que flexibiliza 8 períodos diferentes de funcionamento para o QCO, enquanto no QCA o uso é de 5 horas consecutivas.

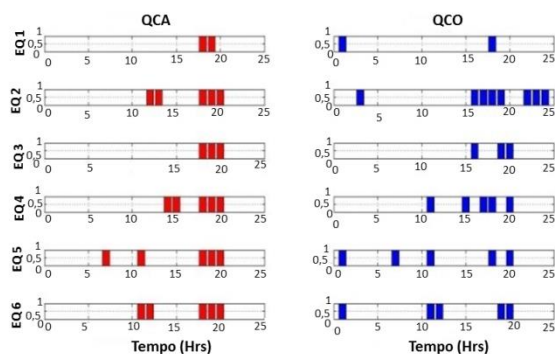


Figura 2: Comparação da QCA e QCO, equip. 01-06.

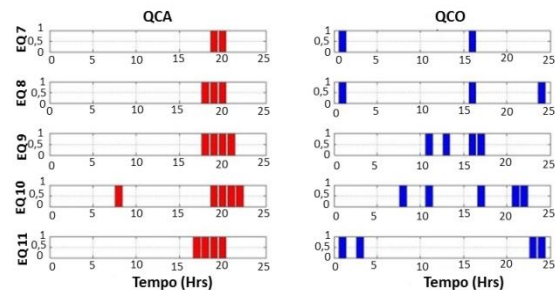


Figura 3: Comparação da QCA e QCO, equip. 07-11.

Para melhor ilustrar o método, realizou-se uma análise através do gráfico de barras conforme apresentado na Figura 04. Verifica-se a evolução do modelo deslocando os equipamentos não prioritários de forma a conseguir o consumo ótimo da energia elétrica. Após o deslocamento o valor da conta de energia apresentou números expressivos, o gasto diário que antes de ser aplicado o GLD era de R\$ 32,87 foi reduzido para R\$ 29,08 se considerado apenas o deslocamento dos dispositivos e quando considerado o banco de baterias esse valor fica em R\$ 23,80.

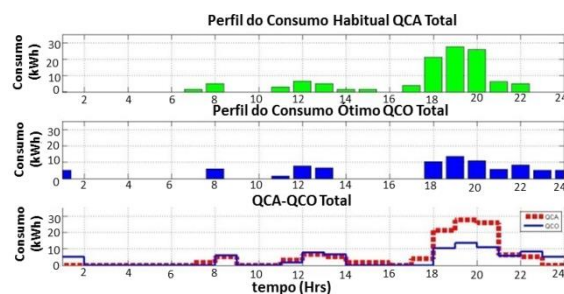


Figura 4: Perfil de consumo QCA total em relação ao perfil de consumo QCO total.

Para melhor discorrer sobre os resultados obtidos na simulação na Figura 05 é demonstrado o balanço de potência em que a energia armazenada no banco de baterias é prioritariamente injetada nos momentos considerados de picos, períodos em que as tarifas estão em patamares de preços elevados.

Também se observa que em resposta à insuficiência da energia armazenada, o modelo busca suprir uma possível necessidade, sempre, através da energia produzida pelo painel fotovoltaico e, quando esta não é suficiente, pela energia fornecida pela rede.

Ainda, pode-se observar que para a simulação apresentada o banco de baterias esta atendendo, suficientemente, o horário de pico.

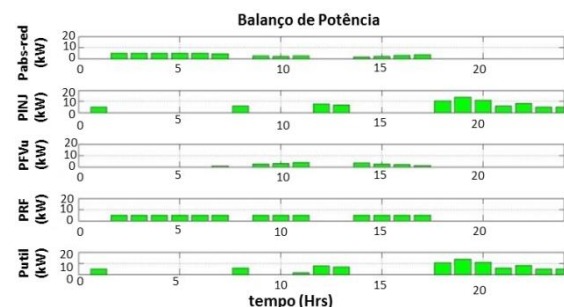


Figura 5: Balanço de potência total.

A Figura 06 apresenta a produção de energia pelo painel fotovoltaico durante o período do dia. Os resultados da simulação mostram que o modelo direciona a produção dessa energia para o atendimento da energia utilizada pelo consumidor e em determinados momentos para atender ao carregamento das baterias e, ainda assim, se resultar excedente da energia gerada, será injetada na rede, o que resultará em bônus-crédito ao consumidor junto à distribuidora para futura compensação na fatura de energia elétrica.

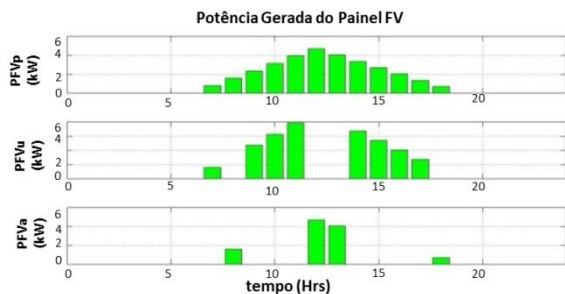


Figura 6: Potência total gerada pelo painel fotovoltaico, potência destinada a utilização pelo consumidor e a potência destinada ao armazenamento pela bateria.

A Figura 07 demonstra o resultado da absorção de potência pelas baterias (P_t^{ABS}). Observa-se que os resultados obtidos pelo modelo no carregamento de baterias foram expressivos, pois, o modelo busca armazenar toda a potência fotovoltaica produzida e não utilizada em tempo real pela unidade consumidora, só buscando carregamento na rede caso a energia fotovoltaica produzida seja insuficiente para atender a potência utilizada e a carga total das baterias. Ainda assim, para energia armazenada, absorvida da rede, o modelo busca os intervalos em que as tarifas se comportam com valores mais acessíveis.

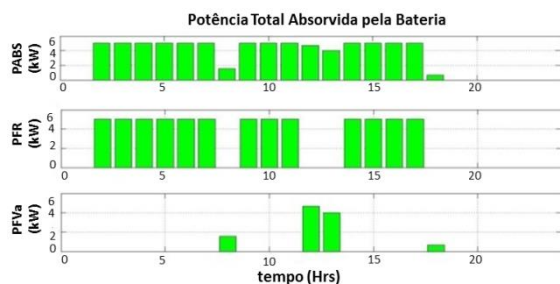


Figura 7: Energia absorvida pelo banco de baterias.

Os resultados da simulação mostraram que, com o modelo proposto foi possível uma sensível redução da potência absorvida da rede nos horários em que as tarifas se comportavam com valores elevados, ou seja, o modelo consegue armazenar energia no banco de baterias durante os períodos considerados fora de pico em que a energia possui tarifas amenas e injetar nos períodos de pico, residualmente àquela em que não for acumulada pela produção do painel fotovoltaico, seja pela limitação na capacidade produzida ou pela falta de radiação solar para sua produção, neste caso o modelo busca suprimento na rede para complemento da energia consumida.

Outra característica a ser considerada para o modelo é capacidade apresentada em lidar de forma robusta com diferentes tipos de equipamentos.

Observa-se que além de proporcionar uma sensível economia para o consumidor, com a possibilidade de diversas alternativas no consumo de energia elétrica, a exemplo do deslocamento de dispositivos controláveis e não prioritários, com a possibilidade da geração de energia pelo consumidor por fontes alternativas e o armazenamento por baterias, o modelo busca a preservação do conforto do usuário. Isto porque, a partir da solução do modelo, é possível que o consumidor adeque seu consumo utilizando-se de energia barata nos períodos em que o sistema estiver com sobrecarga, pois com a energia barata e armazenada ao longo do dia, supre os horários de pico como demonstrado na Figura 05, isso possibilita ao modelo deslocar a menor quantidade possível de equipamentos para fora dos horários habituais, mesmo que estes equipamentos não sejam prioritários.

4. Considerações Finais

Neste trabalho é proposto um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para o gerenciamento ótimo de energia elétrica considerando o consumidor em um ambiente de GLD. O objetivo básico do modelo é a minimização do custo de energia elétrica levando em conta a preservação do conforto do consumidor.

O modelo desenvolvido mostrou-se eficiente e robusto no auxílio ao consumidor em questão e que pretenda aderir ao ambiente de GLD ou a um sistema de tarifação horária, proporcionando a esse consumidor uma ferramenta para o gerenciamento ótimo do consumo de energia.

O modelo proposto foi testado e aponta para uma redução diária de 11,57% no gasto com energia elétrica para o consumidor se considerado o deslocamento dos dispositivos, e quando implementado banco de baterias os resultados se mostram ainda mais expressivos com a redução de 27,62% em relação ao consumo sem GLD.

Além da economia no gasto com energia, se bem selecionados os equipamentos de uso prioritários e de forma adequada, não haverá grandes alterações no conforto do consumidor que aderir ao processo de GLD.

Referências Bibliográficas

- BOLLEN, M.H.J. The Smart Grid: adapting the power system to new challenges. Synthesis lectures on power electronics, M&C, 2011.
- CARATI E.G., et al, Controlador de Demanda e Emulador de um consumidor residencial de energia elétrica: uma abordagem para melhoria da eficiência em Smart Grid, Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte, Setembro de 2014.

- FALCÃO, D.M. et al. Integração de tecnologias para viabilização da Smart Grid, Anais do III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém-PA, 2010.
- FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. AMPL: A modeling language formathematical programmin. 2. ed. Pacific Grove: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003.
- ILOG. CPLEX Optimization subroutine library guide and reference, version 11.0. Incline Village: ILOG 2008.
- LOGENTHIRAN, T. et al. Demand side management in smart grid using heuristic optimization, IEEE Transactions on Smart Grid 3(3): 1244-1252, 2012.
- SAMADI, P et al. Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design, IEEE Transactions onSmart Grid 3 (3): 1170-1180, 2012.
- TOLEDO F., Desenvolvendo as Redes Elétricas Inteligente, Brasport, Rio de Janeiro, 2012.
- VIDAL, A.R; BATISTA L.S. Otimização Evolutiva do Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Smart Grid. Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática. Belo Horizonte – MG. Setembro, 2014.