



Faculdades Adamantinenses Integradas (FAI)

www.fai.com.br

SOUZA, Adriano dos Santos; SOUZA, Júlio Borges; OLIVEIRA, Luis Carlos Origa; ESTEVAM, Giulliano Pierre. Adequação ao sistema de tarifação de consumidores de energia elétrica. Omnia Exatas, v.4, n.2, p.43-62, 2011.

ADEQUAÇÃO AO SISTEMA DE TARIFICAÇÃO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

ADEQUATION TO THE CHARGING SYSTEM OF ELECTRIC POWER CONSUMERS

Adriano dos Santos e Souza

Mestrando em Engenharia Elétrica – FEIS –UNESP – Ilha Solteira

Júlio Borges de Souza

Professor Doutor – FEIS –UNESP – Ilha Solteira

Luis Carlos Origa de Oliveira

Professor Doutor – FEIS –UNESP – Ilha Solteira

Giuliano Pierre Estevam

Professor Doutor – Unisalesiano – Araçatuba

RESUMO

Objetivando-se adequar o usuário de energia elétrica em um dos três modelos tarifários vigentes no Brasil (ANEEL) - sendo eles a modalidade convencional, horo-sazonal verde e horo-sazonal azul – foi desenvolvido neste trabalho um estudo do histórico da energia elétrica no Brasil e do sistema tarifário brasileiro, para então implementar um programa computacional que fizesse de maneira automática a adequação do usuário de energia elétrica. Os dados do sistema tarifário brasileiro foram obtidos junto à Agência Nacional de Energia Elétrica, a ANEEL, enquanto que os valores tarifários para o estado de São Paulo são da Companhia Paulista de Força e Luz, CPFL. O Simulador de Adequação Tarifária (SAT) realizará uma análise para os valores de demanda e consumo cadastrados para o usuário a ser analisado. Os valores de consumo e demanda podem ser obtidos junto à concessionária de energia elétrica e indicará qual sistema tarifário é o mais adequado, baseado nos valores de consumo e demanda supracitados. Além de definir qual tarifa é mais apropriada ao usuário, o SAT simula também a utilização de geradores no horário de ponta – horas do dia em que a energia elétrica é mais cara - podendo-se optar por geradores a óleo diesel ou gás natural. Por fim, o SAT indicará qual tarifa é mais econômica e qual gerador proverá de maneira mais rentável energia nas horas em que a mesma é mais cara. Após o estudo do sistema tarifário brasileiro e de implementar o programa computacional, foi realizado um estudo de caso para uma agroindústria do ramo de secagem de grãos, Produtoja Cereais Ltda, e conclui-se que a tarifa horo-sazonal verde é a mais viável, com ampliação da economia ao utilizar-se um gerador de 320 kW a gás natural no horário de ponta.

Palavras-Chave: Análise Tarifária, Adequação do Sistema Tarifário, Tarifas de Energia Elétrica.

ABSTRACT

Aiming to adapt electricity users to one of the three current electricity rates on Brazil – conventional, green daily-period and blue daily-period –, this work proposes an evaluation of the electricity history on Brazil and its electricity tax system, then implements a software that does automatically an assessment to adapt the user to one of those three electricity rates. The data on the Brazilian electricity tax system was gathered through the ANEEL, the Brazilian

National Electricity Agency; whereas the electricity rates were given by CPFL, Paulista Energy and Light Company. The software evaluates the demand and consumption values assigned to the user – these values can be obtained with CPFL – and then it indicates which one of the three electricity rates fits better to the user being analyzed, based on demand and consumption aforementioned. In addition to its capability to evaluate electricity rates, the software will also simulate a power generator being used during the peak hours, the user can choose between generators powered by natural gas or diesel oil. In the end of the analysis the software will tell which rate is a better fit to the user and point a generator that can feed, during the peak hours, the users needing in an affordable way. After the evaluation of the Brazil's electricity history and the software's implementation, an agribusiness focused on grain drying, Produsoja Cereais Ltda., was analyzed; it was concluded that the most appropriate rate for this agribusiness is the green daily-period, also by adding a power generator – in this case it was shown that a natural gas based generator, 320 kW, would fit better – to supply the electricity in the daily peak hours would increase the agribusiness gains.

Key words: Rates Analysis, Electricity Rates Adaption, Electricity Rates.

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é o serviço mais universalizado e o seu consumo aumenta a cada dia. Aumentar o consumo significa aumentar também a conta a ser paga ao final do mês, por isso é imprescindível encontrar meios que permitam fazer economia sem prejudicar o uso final desse insumo. A aplicação de tarifas que diferem no preço de acordo com a hora em que a energia está sendo utilizada e o período do ano, classificadas de acordo com a tensão e demandas do usuário é uma das formas de se obter economia. Optar pelo sistema tarifária correto às vezes é o suficiente.

Em outros casos, para que se haja uma economia perceptível o simples fato de escolher um sistema tarifário sobre outro não é suficiente. Deve-se ao fato de que para algumas modalidades tarifárias a energia elétrica consumida nos horário de pico – horário de ponta – é mais cara, justamente por haver um aumento do consumo. Conseqüentemente, caso tenha de se fazer uso da energia elétrica fornecida pela concessionária nesses horários, a tarifação será maior. O uso de geradores para suprir as necessidades elétricas no horário de ponta é uma das soluções possíveis conseguindo-se, assim, diminuir a sobrecarga na rede elétrica nesses horários e, principalmente, economizar dinheiro.

Este trabalho será embasado nesse tema, adequar um usuário a um dos sistemas tarifários vigentes no Brasil e simular a utilização de geradores nos horários em que a tarifação pela energia elétrica consumida é maior. Para que isso possa ser feito foi desenvolvido um programa computacional que deve, principalmente, adequar o usuário e simular o uso de geradores, como dito anteriormente.

MATERIAIS E MÉTODOS

Para uma análise eficiente e segura foram utilizados dados disponibilizados no site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em conjunto com os valores tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Utilizou-se os dados da concessionária CPFL Paulista, também encontrados em seu site.

Para o desenvolvimento do programa computacional foi utilizada a linguagem de programação Pascal em uma ambiente Borland Delphi 7. Foi utilizado o banco de dados Firebird 2.1, para o armazenamento de dados da análise e da empresa.

Para um melhor entendimento, pode-se acompanhar nas próximas páginas explicações detalhadas sobre o sistema de tarifação, a análise e o projeto do simulador de adequação tarifária.

HISTÓRIA DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Em 1883 foi construída na cidade de Campos no estado do Rio de Janeiro, pelo imperador Dom Pedro II, a primeira usina de energia elétrica do Brasil. A eletricidade era gerada por uma termoelétrica que tinha capacidade de geração de 53 kW, alimentando 39 lâmpadas na cidade de Campos iniciando-se, assim, a prestação de serviço público na América do Sul (USP, 2010).

Pouco tempo depois neste mesmo ano, na cidade de Diamantina no estado de Minas Gerais, foi criada a primeira usina hidrelétrica do Brasil que tinha como objetivo o fornecimento de força eletromotriz para suprir os serviços de mineração local. Ela era abastecida pelas águas do Rio Ribeirão do Inferno, afluente do Rio Jequitinhonha. No período de 1883 a 1887 foram criadas outras usinas hidrelétricas, sendo elas a Usina Hidrelétrica da Companhia Fiação no município de Viçosa no estado de Minas Gerais, a Usina Hidrelétrica Ribeirão dos Macacos, também em Minas Gerais, a Usina Termelétrica Velha Porto Alegre no estado do Rio Grande do Sul. (NEOENERGIA, 2010)

Na década de 1930 o Brasil possuía 891 usinas de energia elétrica, sendo que 541 eram hidrelétricas, 337 térmicas e 13 mistas. Neste período, com a formação do Código de Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934) o Governo Federal assumiu seu papel para melhorar a gestão de águas e energia elétrica. A União passou a legislar e comandar concessões de serviços públicos que antes eram regidos por contratos regionais. A partir de então teve início a implantação de preços e taxas para cobrir as despesas dos serviços prestados pelo abastecimento de energia elétrica (NEOENERGIA, 2010).

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E SISTEMAS ISOLADOS.

A transmissão da energia elétrica no Brasil é feita pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e por Sistemas Isolados. Além de transmitir, ambos são responsáveis pela geração de energia elétrica nas regiões em que detêm o controle de tais funções.

Tais sistemas podem ser definidos como um conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de produção. O SIN abrange uma grande parte do território nacional através de conexões feitas no decorrer do tempo e que estavam, inicialmente, restritas às regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Nas região amazônica e no norte do país, onde o SIN não pôde ser estendido devido às características geográficas – florestas densas e heterogêneas e rios caudalosos e extensos - a função de interconectá-las é dos Sistemas Isolados. (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

O SIN, em 2008, concentrava aproximadamente 900 linhas de transmissão que somavam cerca 89,2 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV (quilovolts), também chamada rede básica que, além das grandes linhas entre uma região e outra, é composta pelos ativos de conexão das usinas e aqueles necessários às interligações internacionais. Além disso, abrigava 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país – oriunda de fontes internas ou de importações, principalmente do Paraguai por conta do controle compartilhado da usina hidrelétrica de Itaipu. (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

O sistema interligado se caracteriza, também, pela permanente expansão, permitindo tanto a conexão de novas grandes hidrelétricas quanto a integração de novas regiões. Por exemplo, se em 2008 o SIN era composto por 89,2 mil quilômetros de rede, em 2003, a extensão era de

apenas 77,6 mil quilômetros. Tal expansão reforçou as interligações do sistema, ampliando a possibilidade de troca de energia elétrica entre as regiões. (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

Embora abrigue Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e termelétricas movidas a biomassa, os Sistemas Isolados são em sua grande maioria abastecidos por usinas térmicas movidas a óleo diesel e óleo combustível. Tais sistemas estão localizados principalmente na região Norte: nos Estados de Amazonas, Roraima, Acre, Amapá e Rondônia. Segundo dados da Eletrobrás, eles atendem a 45% do território brasileiro e a cerca de 3% da população nacional, o que representa aproximadamente 1,3 milhões de consumidores, estes espalhados por 380 localidades. Em 2008, responderam por 3,4% da energia elétrica produzida no país. Diferentemente do SIN, os Sistemas Isolados não permitem o intercâmbio de energia entre regiões, em função das peculiaridades geográficas da região em que estão instalados. Por serem predominantemente térmicos, os Sistemas Isolados apresentam custos de geração superiores ao SIN.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Entre os benefícios desta integração e operação coordenada está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Independentemente do porte do consumidor de energia, a conexão e o atendimento são realizadas pelas distribuidoras de energia. O mercado de distribuidoras de energia é formado por 63 concessionárias, estas responsáveis por atender mais de 61 milhões de unidades consumidoras (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

Em 2008 a ANEEL relacionou 53 cooperativas espalhadas por diversas regiões do país atendendo a pequenas comunidades. Desse total, apenas 25 haviam assinado contratos de permissão com a ANEEL após a conclusão do processo de enquadramento na condição de permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Essas entidades de pequeno porte conhecidas como cooperativas de eletrificação rural, são responsáveis por transmitir e distribuir energia exclusivamente a seus associados.

Tais distribuidoras, empresas de grande porte, possuem a responsabilidade de trabalhar como o elo entre a sociedade e o setor de energia elétrica, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento do país. Nas redes de transmissão, após deixar a usina, a energia elétrica se apresenta com tensão que varia de 88 kV a 750 kV. Quando chega às subestações das distribuidoras, esta tensão é rebaixada e, através de um sistema composto por fios, postes e transformadores, chega à unidade final em 127 volts ou 220 volts. Exceção a essa regra são algumas unidades industriais - que operam com tensões mais elevadas (de 2,3 kV a 88 kV) em suas linhas de produção - que recebem energia diretamente da subestação da distribuidora, através da chamada rede de subtransmissão (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O segmento de transmissão no Brasil era composto em 2008 por mais de 90 mil quilômetros de linhas e operado por 64 concessionárias. Essas empresas são responsáveis pela implantação e operação da rede que liga as usinas, fontes de geração, às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores, tecnicamente chamados de centros de carga (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

Essa grande extensão da rede de transmissão no Brasil é explicada pela configuração do segmento de geração, constituído, na maior parte, de usinas hidrelétricas instaladas em localidades distantes dos centros consumidores. A principal característica desse segmento é a sua divisão em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange a quase totalidade do território brasileiro, e os Sistemas Isolados, instalados principalmente na região Norte; como foi explicado anteriormente. (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), da ANEEL, o Brasil contava, em novembro de 2008, com 1768 usinas em operação, que correspondem a uma capacidade instalada de 104816 MW (cento e quatro mil, oitocentos e dezesseis megawatts) – número que exclui a participação paraguaia na usina de Itaipu. Do total de usinas, 159 são hidrelétricas, 1042 térmicas abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 320 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), duas nucleares, 227 centrais geradoras hidrelétricas (pequenas usinas hidrelétricas) e uma solar (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

SISTEMA DE TARIFAÇÃO BRASILEIRA

As faturas mensais emitidas pelas distribuidoras registram a quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior e medida em kWh (quilowatt-hora). O valor final a ser pago pelo cliente corresponde à soma de três componentes: o resultado da multiplicação do volume consumido pela tarifa (valor do kWh, expresso em reais); os encargos do setor elétrico e os tributos determinados por lei. Os encargos do setor elétrico, embutidos na tarifa e, portanto, transparentes ao consumidor, têm aplicação específica. Os tributos são destinados ao governo. Já a parcela que fica com a distribuidora, é utilizada para os investimentos em expansão e manutenção da rede, remuneração dos acionistas e cobertura de seus custos. Entre estes últimos está a compra de suprimento. Desta maneira, a tarifa praticada remunera não apenas as atividades de distribuição, mas também de transmissão e geração de energia elétrica, como pode ser observado na Figura 1.0 a seguir [ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009].

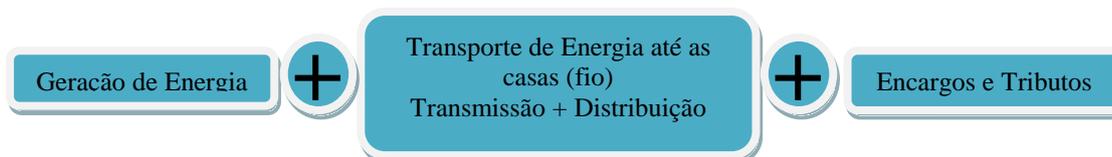


Figura 1.0 - Os componentes das faturas de energia elétrica. Fonte: ANEEL.

garantia à concessionárias remuneração independente da eficácia do serviço oferecido. Esse sistema não incentivava a busca por eficiência por parte da distribuidora, já que todo o custo do serviço era transferido ao consumidor.

A partir de 1993, com a edição da Lei nº 8.631, as tarifas passaram a ser diferenciadas conforme as características específicas de cada área de concessão – por exemplo: número de consumidores, quilômetros de rede de transmissão e distribuição, tamanho do mercado (quantidade de unidades de consumo atendidas por uma determinada infra-estrutura), custo de energia comprada e tributos estaduais, dentre outros. Assim, se essa área coincide com a de uma unidade federativa, a tarifa é única naquele estado. Caso contrário, tarifas diferentes coexistem dentro do mesmo estado.

ENCARGOS E TRIBUTOS

Os encargos setoriais são custos inseridos sobre o valor da tarifa de energia elétrica, como forma de subsídio, para desenvolver e financiar programas do setor elétrico definidos pelo Governo Federal (ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, ANEEL 2009).

Através de Resoluções ou Despachos a ANEEL estabelece os valores, para o recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de energia elétrica. Por serem definidas em leis aprovadas pelo Congresso Nacional, tais contribuições são utilizadas para fins específicos

Os tributos são pagamentos que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. Nas contas mensais, estão inclusos os seguintes tributos: Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), estes de ordem federal; Impostos sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), de ordem estadual; Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), municipal.

DEFINIÇÕES E CONCEITOS

Com o intuito de tornar fácil o entendimento do que vai ser discorrido neste artigo, é de interesse do leitor estar familiarizado com alguns conceitos e definições, quais sejam:

Potência: simplificada, pode-se dizer que é a capacidade de consumo de um aparelho elétrico. A potência vem escrita nos manuais dos aparelhos, sendo expressa em watts (W) ou quilowatts (kW), que corresponde a 1000 watts. Um condicionador de ar Springer Carrier, modelo X CJ108D, de 10500 BTU, por exemplo, tem uma potência de 1100 W (ou 1,1 kW) (MANUAL DE TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA, PROCEL 2001.).

Energia: simplificada é a quantidade de eletricidade utilizada por um aparelho elétrico ao ficar ligado por certo tempo. Tem como unidades mais usuais o quilowatt-hora (kWh) e o megawatt-hora (MWh). O condicionador acima, se ficar ligado por duas horas, ‘gastará’ 2,2 kWh (MANUAL DE TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA, PROCEL 2001.).

Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade cliente, durante um intervalo de tempo especificado (MANUAL DO CLIENTE HORO-SAZONAL, ESCELSA ENERGIAS DO BRASIL 2004.).

Horário de ponta: é o período de 3 (três) horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária em função das características de seu sistema elétrico. Em algumas modalidades tarifárias, nesse horário a demanda e o consumo de energia elétrica têm preços mais elevados (MANUAL DE TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA, PROCEL 2001.).

Horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta (MANUAL DO CLIENTE HORO-SAZONAL, ESCELSA ENERGIAS DO BRASIL, 2004.).

Fator de carga: é a relação percentual da demanda utilizada e a máxima registrada no período. Tem relevante influência na fatura de energia da unidade consumidora, na medida em que

reduz o custo médio do kWh na proporção que se aproxima de 1, ou 100%. (MANUAL DO CLIENTE HORO-SAZONAL, ESCELSA ENERGIAS DO BRASIL, 2004)

COMPONENTES DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente 30 dias, e fixadas em reais por quilowatt. Enquanto que o consumo de energia corresponde ao valor acumulado no período de consumo, também de 30 dias. As tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R\$/MWh).

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado. (AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: SISTEMA DE EVOLUÇÃO E CORREÇÃO DOS VALORES, DIEESE 2007)

Estrutura Tarifária Convencional

É caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora. (TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL 2005)

Consumidores de alta tensão só podem optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW. Na Tabela 1.0 segue a Tarifa Convencional aplicada pela CPFL Paulista.

Tabela 1.0: Tarifa Convencional

Tarifa Convencional			
Sub Grupo	Demanda (R\$/kWh)	Consumo (R\$/kWh)	Ultrapassagem (R\$/kWh)
A3a – Industrial e Comercial	19,02	0,16135	57,06
A4 – Industrial e Comercial	26,35	0,1635	79,05

Fonte: CPFL Paulista 2010

Estrutura Tarifária Horo-Sazonal

Diferentemente da estrutura tarifária convencional, a estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de diferentes tarifas de consumo de energia e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Visa racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata. (TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL 2005)

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” e o “fora da ponta” que foram previamente explicados, mas vale a pena

acrescentar que o posto tarifário “fora da ponta” compreende também as 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

Já para o ano, são estabelecidos dois períodos, o seco quando a incidência de chuvas é menor, e o úmido quando é maior o volume de chuvas. No período seco as tarifas são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril. (TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL 2005)

Tarifa Horo-Sazonal Verde

A tarifa horo-sazonal verde é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. (TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL 2005)

A tarifa de horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde. As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW pode optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde. (TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL 2005)

A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW): valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

Na Tabela 1.1, pode-se observar a tarifa horo-sazonal verde, aplicada pela CPFL Paulista.

Tabela 1.1: Tarifa Horo – Sazonal Verde

Estrutura Horo – Sazonal	Demanda (R\$/kW)	Consumo – R\$/ MWh				Ultrapassagem (R\$/kW)
		Período Seco		Período Úmido		
VERDE	Ponta / Fora de Ponta	Período Seco		Período Úmido		Ponta / Fora de Ponta
A3a (30 a 44 kV)	4,02	731,92	159,16	709,19	145,97	12,06
A4 (2,3 a 25 kV)	6,36	894,18	159,16	871,45	145,97	19,08
A4 (2,3 a 25 kV) – Coop Eletrificação Rural	5,87	522,84	54,95	514,26	48,55	17,61

Fonte: CPFL Paulista 2010

Tarifa Horo-Sazonal Azul

A tarifa horo-sazonal azul é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV. (TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL 2005)

A tarifa horo-sazonal azul tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW):

Um valor para o horário de ponta (P)

Um valor para o horário fora de ponta (FP)

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

Na Tabela 1.2, pode-se observar a tarifa horo-sazonal azul, aplicada pela CPFL Paulista.

Tabela 1.2: Tarifa Horo – Sazonal Azul

Estrutura Horo-Sazonal	Demanda (R\$/kW)		Consumo – R\$/ MWh				Ultrapassagem (R\$/kW)	
			Período Seco		Período Úmido			
Azul	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
A2 (88 a 138 kV)	16,84	1,88	248,66	159,16	225,93	145,97	50,52	5,64
A3 (69 kV)	20,76	3,30	248,66	159,16	225,93	145,97	62,28	9,90
A3a (30 a 44 kV)	20,79	4,02	248,66	159,16	225,93	145,97	62,37	12,06
A3a (30 a 44 kV) – CEMIRIM	16,27	5,42	106,74	50,78	98,81	44,87	48,81	16,26
A4 (2,3 a 25 kV)	27,79	6,36	28,66	159,16	225,93	145,97	83,37	19,08

Fonte: CPFL Paulista 2010

Tarifa Convencional

Equação responsável pelo cálculo da fatura quando a tarifação escolhida for a convencional. Equação (1).

$$\text{Fat} = \text{CC} * \text{TCC} + \text{DC} * \text{TDC} \quad (1)$$

Onde:

Fat	Faturamento de energia	R\$.
CC	Consumo convencional	kWh.
TCC	Tarifa de consumo convencional	R\$/kWh.
DC	demanda convencional	kW.
TDC	Tarifa de demanda convencional	R\$/kW

Tarifa Horo-Sazonal Verde

Equação que definirá o valor final da conta ao optar pelo sistema tarifário Horo-Sazonal Verde. Equação (2).

$$\text{Fat} = \text{CFPVS} * \text{TCFPVS} + \text{CPVS} * \text{TCPVS} + \text{DVS} * \text{TDVS} \quad (2)$$

Onde:

Fat	Faturamento de energia	R\$.
CFPVS	Consumo fora da ponta verde seca	kWh.
TCFPVS	Tarifa de consumo fora da ponta verde seca	R\$/kWh.
CPVS	Consumo na ponta verde seca	kWh.
TCPVS	Tarifa de consumo na ponta verde seca	R\$/kWh.
DVS	Demanda verde seca	kW.
TDVS	Tarifa de demanda verde seca	R\$/kWh.

Tarifa Horo-Sazonal Verde com uso de Gerador

Define o valor final da conta ao optar pelo sistema tarifário Horo-Sazonal Verde ativando-se geradores nos horários de ponta. Equação (3).

$$\text{Fat} = \text{CFPVS} * \text{TCFPVS} + \text{CPVS} * \text{TCG} + \text{DVS} * \text{TDVS} \quad (3)$$

Onde:

Fat	Faturamento de energia	R\$.
CFPVS	Consumo fora de ponta verde seca	kWh.
TCFPVS	Tarifa de consumo fora da ponta verde seca	R\$/kWh.
CPVS	Consumo na ponta verde seca	kWh.
TCG	Tarifa de consumo do gerador	R\$/kWh.
DVS	Demanda verde seca	kW.
TDVS	Tarifa de demanda verde seca	R\$/kW.

Tarifa Horo-Sazonal Azul

Quando se opta pelo sistema tarifário Horo-Sazonal Azul utiliza-se a Equação (4).

$$\text{Fat} = \text{CFPAS} * \text{TCFPAS} + \text{CPAS} * \text{TCPAS} + \text{DFPAS} * \text{TDFPAS} + \text{DPAS} * \text{TDPAS} \quad (4)$$

Onde:

Fat	Faturamento de energia	R\$.
CFPAS	Consumo fora da ponta azul seca	kWh.
TCFPAS	Tarifa de consumo fora da ponta azul seca	R\$/kWh.
CPAS	Consumo na ponta azul seca	kWh.
TCPAS	Tarifa de consumo na ponta azul seca	R\$/kWh.
DFPAS	Demanda fora da ponta azul seca	kW.
TDFPAS	Tarifa de demanda fora da ponta azul seca	R\$/kW.
DPAS	Demanda na ponta azul seca	kW.
TDPAS	Tarifa de demanda na ponta azul seca	R\$/kW.

Tarifa Horo-Sazonal Azul com uso de Gerador

Ao optar pelo sistema tarifário Horo-Sazonal Azul e ativar, no horário de ponta, geradores a equação utilizada será a Equação (5), mostrada a seguir.

$$\text{Fat} = \text{CFPAS} * \text{TCFPAS} + \text{CPAS} * \text{TCG} + \text{DFPAS} * \text{TDFPAS} \quad (5)$$

Onde:

Fat	Faturamento de energia	R\$.
CFPAS	Consumo fora da ponta	kWh.
TCFPAS	Tarifa de consumo fora da ponta azul seca	R\$/kWh.
CPAS	Consumo na ponta azul seca	kWh.
TCG	Tarifa de consumo do gerador	R\$/kWh.
DFPAS	Demanda fora da ponta azul seca	kW.
TDFPAS	Tarifa de demanda fora da ponta azul seca	R\$/kW.

GRUPO MOTOR GERADOR A DIESEL

Também conhecido como alternadores, geradores de corrente alternada que utilizam motores a diesel, destinados ao fornecimento de energia elétrica com o consumo de óleo diesel, transformando a energia mecânica em energia elétrica, com tensão estável independente da variação de carga e velocidade. Os grupos de geradores são desenvolvidos para atender as características especiais de cada tipo de usuário. (MOTORES DIESEL E GRUPO GERADORES 2010)

Com a utilização de gerador para suprir a energia elétrica no horário de ponta, há o inconveniente de quando o fornecimento de eletricidade da concessionária distribuidora é interrompido e entra em funcionamento o grupo gerador (a troca da fonte supridora ocorre duas vezes por dia, no início e no término do período e nos dias úteis) a transferência de carga pode ser efetuada rapidamente, porém, haverá interrupção no fornecimento de energia. Esta interrupção é inaceitável para algumas atividades que não são protegidas por fontes seguras de energia. (MOTORES E GERADORES 2010)

GRUPO MOTOR GERADOR A GÁS NATURAL

A implantação de grupo motor gerador que utiliza como combustível o gás natural, representa uma economia apreciável. São várias as aplicações possíveis para este tipo de gerador, uma delas é o emprego no horário de ponta em empresas que desejam economia de custos na conta de energia elétrica. Além desta economia de custos, agrega-se maior comodidade, segurança e proteção ambiental, por não ser necessário o armazenamento combustível, pois esta atividade de armazenamento além de ter um custo elevado, também é um risco para o meio ambiente em caso de vazamentos, incêndio e contaminação. (MOTORES DIESEL E GRUPO GERADORES 2010)

O consumo de um grupo motor gerador de energia elétrica representa cerca de 0,25 e 0,32 metros cúbicos de gás natural por kWh. Já o custo com operação e manutenção fica em torno de R\$0,045/kWh gerados. Este tipo de geração possui modernos acessórios para a interligação com a rede de distribuição de energia elétrica fornecida pela concessionária. Com isso tem-se um paralelismo constante com a rede elétrica. O sistema de controle utilizado possibilita um controle manual ou automático, de acordo com as necessidades e exigências da empresa consumidora, Nas Tabelas 1.3 e 1.4 mostram-se os valores e custos com relação às potências líquidas dos geradores a gás natural e a óleo diesel, respectivamente. (MOTORES DIESEL E GRUPO GERADORES 2010)

Tabela 1.3: Modelos dos Geradores a gás natural e preço por kWh.

Potência Liquida Gerador (kW)	Consumo (m³/h) F. Ponta	Consumo (m³/dia) F.Ponta	Valor do Combustível (R\$)	Valor total (R\$/ m³.dia)	Custo Operacional (R\$/h)	Custo (R\$/kWh)
451	109,3	2623,2	1,5365	3190,99	167,93	0,3723
375	90,5	2172,0	1,5365	2705,40	139,05	0,3708
320	61,43	1356,7	1,5365	1754,35	94,4	0,295
300	70,6	1694,4	1,5365	2182,15	108,47	0,3615
225	51,4	1233,6	1,5365	1672,29	78,97	0,3509
165	38,5	924,0	1,5365	1315,67	59,15	0,3584
80	31,58	757,92	1,5365	1101,25	48,52	0,6065
60	19,33	463,92	1,5365	712,81	29,70	0,4950
44,8	11,79	282,96	1,5365	434,76	18,11	0,4042
30	10,33	247,92	1,5365	380,92	15,87	0,5290
24,8	8,45	202,8	1,5365	311,60	12,98	0,5233
14,8	4,81	115,44	1,5365	177,73	7,40	0,5000

Julho de 2011 - Valores: Gás Natural R\$ 1,5365

Tabela 1.4: Modelos dos Geradores a óleo diesel e preço por kWh.

Potência Liquida Gerador (kW)	Consumo Combustível (l/h) F.Ponta	Consumo Lubrificação (l/h) F.Ponta	Custo do Combustível (R\$/h)	Custo do Lubrificante (R\$/h)	Custo Filtro (R\$/h)	Custo Operacional (R\$/h)	Custo (R\$/kWh)
260	74	0,144	148,00	1,73	0,44	150,17	0,5775
240	67	0,144	134,00	1,73	0,44	136,17	0,5673
224	64	0,144	128,00	1,73	0,44	130,17	0,5811
168	42	0,076	84,00	0,91	0,36	85,27	0,5075
144	39,5	0,076	79,00	0,91	0,36	80,27	0,5574
134	34,8	0,068	69,60	0,81	0,30	70,71	0,5276
113	31	0,068	62,00	0,81	0,30	63,11	0,5584
98	26,8	0,057	53,60	0,68	0,18	54,46	0,5557
85	25,1	0,065	50,20	0,78	0,13	51,11	0,6012

Julho de 2011 - Valores: Óleo Diesel R\$ 2,00

PROGRAMA COMPUTACIONAL - TELAS E ANÁLISE

O programa computacional tem como objetivo adequar com rapidez e segurança o consumidor na tarifa que proporciona maiores benefícios econômicos. Além da adequação tarifária, o programa simula a utilização de grupos geradores a diesel e a gás natural para o horário de ponta.

Na Figura 1.1 é apresentada a tela principal do programa computacional SAT (Simulador de Adequação Tarifária).



Figura 1.1 - Tela Inicial do Software de Adequação Tarifária

Pode ser observado na Figura 1.2 a Tela de Cadastro de Clientes, onde serão cadastrados dados referentes ao local onde será feita a análise.

Figura 1.2 – Tela de Cadastro de Clientes

DESCRIÇÃO DA EMPRESA

Dedicada ao ramo de armazenagem e secagem de cereais, a Produtoja Cereais Ltda está localizada na BR-163, km-624 no município de São Gabriel do Oeste, estado de Mato Grosso

do Sul. As informações coletadas são do período de 01/03/2003 até 30/06/2003, quando a mesma processou soja e milho comercial.

COLETA DOS DADOS

Os dados da memória de massa de energia elétrica foram obtidos junto à Empresa de Energia Elétrica do Mato Grosso do Sul. Foram apresentados em forma de um relatório mensal, contendo as medições de Consumo Ativo (kWh), Consumo Reativo (kVArh), Demanda (kW), Fator de Potência (FP) e Fator de Carga (FC), medidos em intervalos regulares de 15 em 15 minutos.



Figura 1.3 – Cadastro do usuário no software.

Resultado da análise

Após definir todos os parâmetros necessários a análise pode ser executada. Cabe ao próprio sistema determinar, dentre as cadastradas para o usuário, a maior demanda e então realizar os cálculos necessários para, por fim, apontar a melhor opção tarifária ao usuário analisado. Na Figura 1.4 apresenta-se o resultado da análise.



Figura 1.4 – Análise feita utilizando gerador a gás natural no horario de ponta

Agora, com a análise realizada, pode-se acompanhar os resultados obtidos em um gráfico para uma melhor visualização e entendimento. Como pode ser observado na Figura 1.5.

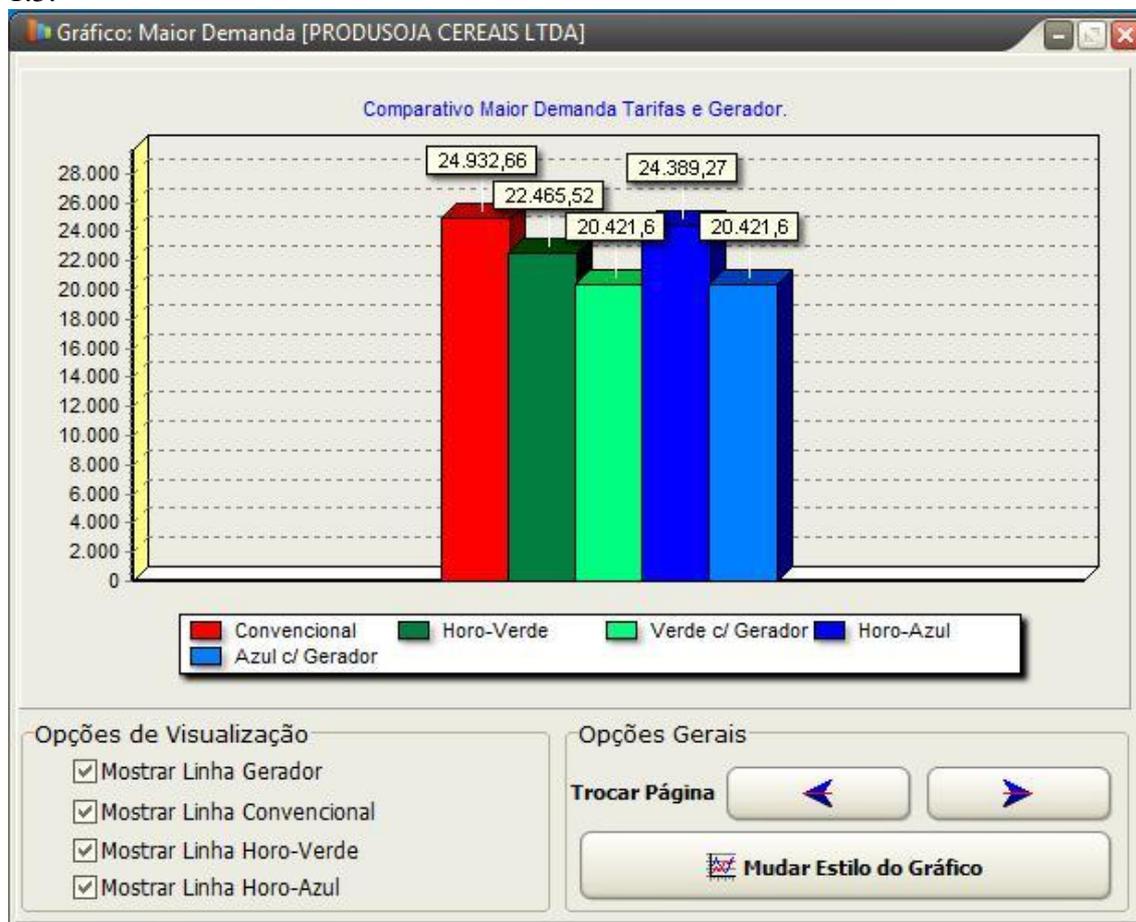


Figura 1.5 – Gráfico dos resultados obtidos na análise.

Pela análise da Figura 1.5 nota-se que é viável optar pela tarifa horo-sazonal azul ou horo-sazonal verde, ambas com a utilização de um gerador a gás natural no horário de ponta. Mas pode ser adotado a tarifa horo-sazonal verde sem gerador, que também é viável e mais eficiente com relação às demais.

DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Já foi dito que a tarifa horo-sazonal verde é a mais eficiente e que mais trará economias financeiras para a Produsoja Cereais Ltda. Para a discussão dos resultados serão utilizados os resultados obtidos através da análise para a maior demanda do período, juntamente com os do gerador GÁS NATURAL/320.00/0.295 que demonstrou ter o melhor custo/benefício.

Mostra-se no simulador que com relação ao sistema tarifário convencional, as tarifas horo-verde, horo-azul e a utilização de geradores trarão economias de, respectivamente, 9,89%, 2,17% e 18,09%. A utilização de geradores no horário de ponta, ao optar-se pela tarifa horo-sazonal verde, praticamente duplicará a economia feita, como pode ser observado ao analisar a eficiência da tarifa horo-sazonal verde e do gerador, 9,89% e 18,09%.

Transformando as percentagens em números reais a economia que será feita torna-se ainda mais aparente. Como é mostrado na Tabela 1.5.

Tabela 1.5: Economia com relação à Tarifa Convencional.

Período	Horo-Sazonal Verde	Horo-Sazonal Azul	Utilizando Gerador
Mensal	R\$ 2465,84	R\$ 541,04	R\$ 4510,32
Anual	R\$ 29590,08	R\$ 6492,46	R\$ 54123,82

Na Tabela 1.5 observa-se também a economia que será feita no período de um ano, chamando atenção para a economia feita ao se optar pela tarifa horo-sazonal verde, R\$ 29590,10. Uma quantia razoavelmente expressiva, que se acentuará mais se for considerado um período superior a um ano. A economia feita com a ativação de geradores no horário de ponta, R\$ 54123,82, mostra que a Produsoja Cereais Ltda terá um melhor aproveitamento de seus recursos financeiros ao optar pela tarifa horo-sazonal verde em conjunto com um gerador.

Tendo em vista que o custo para a implantação de um gerador a gás natural é de aproximadamente R\$ 1400,00 por kW, o modelo que apresentou um melhor custo-benefício produz 320 kW de potência líquida, o que leva à conclusão de que a implantação desse gerador custaria à Produsoja Cereais Ltda aproximadamente R\$ 448000,00 (quatrocentos e quarenta e oito mil reais). Portanto, a indústria levaria pouco mais de oito anos para pagar o investimento do gerador, contando apenas com a economia feita com a utilização do mesmo.

Na Tabela 1.6 mostra-se a economia conseguida da tarifa horo-sazonal verde com relação à horo-sazonal azul, e do uso dos geradores sobre a não utilização do mesmo. Um comparativo da tarifa horo-sazonal azul com relação à verde resultaria em uma economia negativa, por isso não foi adicionada à tabela. O mesmo ocorreria ao se comparar verde com relação ao uso do gerador e assim por diante.

Tabela 1.6: Economia sobre outras tarifas.

Comparação	Período	
	Mensal	Anual
Verde-Azul	R\$ 1923,75	R\$ 23085,00
Gerador-Verde	R\$ 2043,92	R\$ 24527,04
Gerador-Azul	R\$ 3967,67	R\$ 47612,04

Com os dados obtidos nessa tabela é possível concluir que uma economia de R\$ 24527,04 será feita ao se ativar geradores e ter a tarifa horo-sazonal verde contratada.

Apesar de aparentemente a economia com um gerador e tarifa horo-sazonal azul ser maior, não é recomendada à Produsoja Cereais Ltda a escolha por esse sistema de tarifação (visto que a tensão e demanda utilizadas pela indústria em questão permite que opte entre as duas) pois a tarifação no horário de ponta da tarifa horo-sazonal azul é maior, o que faz com que a economia ao se ativar um gerador nesses horários seja proporcionalmente maior. Caso o grupo gerador venha a falhar e a indústria seja obrigada a recorrer a energia fornecida pela concessionária, se a tarifa contrata for a horo-sazonal azul a tarifação será mais cara comparada com a tarifação horo-sazonal verde, se for ela a contratada. A tarifa horo-sazonal azul seria a opção mais acertada à Produsoja Cereais Ltda. somente se a tensão que ela utiliza fosse superior a 69 kV e a demanda superior a 300 kW, o que não é o caso.

A vantagem da tarifa verde sobre a azul na ausência de um gerador também pode ser observada através da Tabela 2.6, ter-se-ia uma economia de R\$ 23085,00.

Portanto, conclui-se que a tarifa horo-sazonal verde é a mais indicada à Produsoja Cereais Ltda acompanhada, se possível, de um gerador que suprirá as necessidades energéticas no horário de ponta.

CONCLUSÃO

A tarifa horo-sazonal verde mostrou-se a mais apropriada para a agroindústria analisada. A utilização de um gerador no horário de ponta fez com que a economia fosse ainda maior. Entretanto, nos cálculos realizados pelo Simulador de Adequação Tarifária, SAT, não estão incluídos os custos inerentes à aquisição do gerador, seja ela através de compra ou aluguel. Os custos com a manutenção dos geradores são considerados.

O programa computacional desenvolvido no decorrer deste trabalho, que adequa de forma rápida e segura o usuário ao sistema tarifário que mais benefícios econômicos trará e também simula a utilização de geradores no horário de ponta, pode ser utilizado por qualquer usuário que se adeque aos grupos tarifários A ou B. O simulador permite o armazenamento dos dados obtidos em um banco de dados, assim pode-se ter o cadastro de várias empresas e consequentemente de várias análises. Permite também a impressão de relatórios, sejam eles de análises atuais ou antigas.

A capacidade do simulador de gerar gráficos faz com que se torne mais visível ao usuário final a economia que a escolha do sistema tarifário ideal trará a ele. Esses gráficos também podem ser impressos através dos relatórios e, como são gerados de maneira instantânea com os dados referentes à análise, podem também ser recuperados posteriormente.

Analisar a média e cada uma das demandas do período cadastrado para a agroindústria faz com que o usuário tenha um panorama mais amplo de como está sendo feita ou como seria feita a tarifação da energia que ele consome de acordo com as tarifas vigentes no Brasil. Essas informações aliadas aos comparativos disponíveis no simulador tornam a decisão a ser tomada mais fácil e confiável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, Lísias Vieira Lima de. CASTRO, Marcelo Silva. **Compra de energia Elétrica por Consumidores Corporativos – Oportunidades e Riscos**. 2003. 100 f. Núcleo de ensino e pesquisa em Energia. Universidade federal de Goiás escola de engenharia Elétrica, Goiás, 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA: Atlas de Energia Elétrica do Brasil 3ª Ed. – Brasília: Aneel, 2008.

CARTEPILAR INC: Grupo Gerador com Motor a Gás. Impresso nos EUA 1998.

MOTORES E GERADORES. Disponível em:

<http://www.joseclaudio.eng.br/geradores/motores_geradores.html>. Acesso em 10 de Jun. 2010.

NEOENERGIA. História do Setor elétrico. Disponível em:

<<http://www.neoenergia.com/section/historico-setor-eletrico.asp>>. Acesso em: 5 de mai. 2010.

NETO, Félix Abrão. SERAPHIM, Osvaldo José. **Análise Tarifária Utilizando um sistema informatizado**. 2006. 18 f. Parte da tese de doutorado do 1º autor intitulada: Diagnóstico Informatizado de Eficiência Energética. Curso de Pós-Graduação em Agronomia, Universidade Estadual Paulista UNESP, Botucatu, 2006.

PORTAL. CPFL Empresas. Tarifas do Grupo A e Grupo B. Disponível em:
<<http://www.cpflempresas.com.br/>>. Acesso em: 12 de mai. 2010.

REZENDE, Jaqueline Pereira de. ESTREMOTE, Marcos Antonio. **Estudo e Criação de um Software para Enquadramento Tarifário do Sub-Grupo A4, Utilizando as Normas Vigentes da ANEEL (Maio/2001)**. 2008. 8 f. II Jornada do Conhecimento e da Tecnologia. Centro Universitário de Jales, Jales, 2008.

SILVA, Alexandre Nóbrega da. VIEIRA Maurílio José de Medeiros. **Autogeração com Grupo Motor Gerador Diesel**. 2004. 39 f. Parte de uma tese de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Goiás, Goiás, 2004.

UNIVERSIDADE de São Paulo. Energia elétrica, História. Disponível em:
<<http://www.cdcc.sc.usp.br/escolas/juliano/eletrica.html> >. Acesso em: 5 de mai. 2010.