

A SELEÇÃO ECONÔMICA DE TRANS

FORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO



DIMETRI IVANOFF

Transformação

Tese apresentada
à Comissão Julgadora do Concurso para provimento da Cátedra
42, Sistemas Elétricos de Potência, da Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo

São Paulo - 1967

Biblioteca da Escola Politécnica
São Paulo

F-3873

À MINHA ESPÔSA

P R E F Á C I O

O presente trabalho é fruto do contacto do autor, desde 1963, com os problemas de ensaio, projeto e construção de transformadores de distribuição na fábrica da "NATIVA" -- Construções Elétricas S.A.", em Campinas, Estado de São Paulo.

A realização, a partir de 1964, dos projetos em computador digital, abriu perspectivas inteiramente novas para a solução de vários problemas que interessam à construção e à utilização de transformadores de distribuição.

No presente trabalho pretende-se analisar o problema da otimização das características dos transformadores em função do seu custo de operação no sistema, problema que, apesar de interessar mais de perto às empresas concessionárias de serviços de eletricidade não poderia ser convenientemente formulado sem os elementos fornecidos por uma indústria que efetivamente se dedique à fabricação de transformadores. O autor deseja agradecer à NATIVA, além do irrestrito apoio, a permissão para utilizar, valores de custos de elaboração e de matérias primas obtidos em sua fábrica, sem os quais o trabalho não teria contacto com a realidade e nem seriam aceitáveis suas conclusões.

A possibilidade da elaboração, implantação e processamento do programa aqui apresentado em computador eletrônico é devida à existência do Centro de Cálculo Numérico da Universidade de São Paulo, cujo pessoal tem-se desvelado em manter acessível à pesquisa científica o seu computador, procurando sempre ampliá-lo e melhorar seus recursos.

Aos colegas de trabalho na Escola Politécnica e em particular ao Prof. Luiz de Queiroz Orsini, o autor deve o estímulo e o exemplo de trabalho infatigável e desinteressado em benefício do progresso do ensino e da pesquisa no nosso meio.



A SELEÇÃO ECONÔMICA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO



I - INTRODUÇÃO - OBJETIVOS DO TRABALHO

É vultosa a parcela de investimento que cabe aos transformadores de distribuição, num programa de eletrificação de larga escala. Mesmo sem levantamento estatísticos acurados podemos fazer uma estimativa de ordem de grandeza que leva facilmente a esta conclusão, se considerarmos que para cada quilowatt de potência gerada devem existir, na rede de distribuição, pelo menos dois e talvez até três - quilovoltamperes de capacidade de transformadores de potência unitária inferior a 500 kVA.

No caso do programa de eletrificação nacional, que hoje progride à razão de um milhão de quilowatts de capacidade geradora acrescentados anualmente, poderíamos estimar a necessidade de novos transformadores de distribuição entre dois e quatro milhões de quilovoltamperes anuais. Como parece haver um certo atrazo da distribuição em relação à construção de usinas podemos tomar o valor inferior daquele intervalo, dois milhões de kVA, para chegarmos a um dispêndio anual de sessenta a oitenta milhões de cruzeiros novos (bilhões de cruzeiros) quantia que corresponde a quase dez por cento do investimento global no programa, que hoje alcança cerca de um bilhão de cruzeiros novos. -- O transformador de distribuição comparece, portanto, como um dos componentes mais onerosos deste programa, perdendo apenas para os condutores das linhas aéreas de transmissão e distribuição.

Para se ter uma idéia correta da importância da escolha adequada e da operação racional dos transformadores de distribuição é preciso lembrar, ainda, que o valor anual da energia dissipada em perdas nos próprios transformadores normalmente supera dez por cento do seu custo inicial.

Desta maneira, o problema de otimizar a exploração dos transformadores interessa a todas as empresas concessionárias de serviços de eletricidade, desde pequenas cooperativas rurais até grandes companhias que servem capitais densamente povoadas. Qualquer aperfeiçoamento neste campo terá também importância crescente em futuro próximo num país como o nosso em que a população cresce a ponto de dobrar dentro de trinta e cinco anos e onde o progresso da eletrificação é ainda mais rápido, pois a potência instalada deverá dobrar antes de dez anos.

Podemos distinguir uma primeira fase no problema, que consiste na escolha, por ocasião da compra dos transformadores, daqueles que apresentam melhor combinação de preço e características elétricas. Nesta ocasião defrontam-se o engenheiro projetista da fábrica e o engenheiro de operação do sistema: o primeiro procurando, dentro das limitações dos materiais de que dispõe e dos processos construtivos em vigor, apresentar a solução que combine menor custo de fabricação com condições mais atraentes de operação. Por sua vez, o engenheiro encarregado de julgar as propostas se esforça em determinar, entre propostas de nível de qualidade equivalente, às que conduzem à operação mais econômica do sistema.

Numa segunda fase do problema, já de responsabilidade inteira do engenheiro de operação, é preciso examinar a distribuição estatística das cargas pelos transformadores instalados e em funcionamento, pois um número demasiado de transformadores pouco carregados levaria ao encarecimento do serviço em virtude do excesso de capacidade instalada. Por outro lado, a elevação do valor médio da carga por transformador é limitada pelo aumento excessivo do número de unidades sobrecarregadas, que devem ser trocadas ou aliviadas antes que o serviço se interrompa por sobreaquecimento e queima. Esta segunda fase do problema é grandemente dificultada pela fal-

ta de um processo barato de supervisão contínua da carga - dos transformadores. Tem-se contornado esta falta por meio de técnicas de amostragem e também pela estimativa da demanda máxima através da energia mensal tomada pelos consumidores ligados ao transformador. Como não pretendemos nos aprofundar no exame das providências necessárias para a implantação de uma rotina de supervisão das demandas de transformadores ligados à rede, limitar-nos-emos a citar os trabalhos recentes sobre o assunto de BOM (1965), BRITTAIN (1959), MITCHELL e HUCHES (1959). Existe, entretanto, mesmo nesta etapa do problema, a necessidade de definir o valor de intervalo de carga ótimo, isto é: o valor mínimo da carga com que o transformador deve ser posto em funcionamento e o valor máximo para o qual deve ser providenciado o alívio da carga ou a substituição do transformador por outro maior. A fixação deste intervalo depende do escalonamento das potências nominais e das demais características dos transformadores e constitui o que chamaremos de "política de carga" para os transformadores de distribuição instalados num sistema.

Temos, no presente trabalho, os seguintes objeti
vos:

1. apresentar e discutir um novo método para o dimensionamento de transformadores de distribuição, em que as variáveis de projeto são escolhidas diretamente em função do custo de operação do transformador instalado no sistema;
2. examinar algumas características notáveis de projetos obtidos por este método, projetos que correspondem ao padrão construtivo mais comum hoje no Brasil;
3. realizar uma investigação preliminar sobre a conveniência econômica do emprêgo de alumínio nos enrolamentos dos transformadores, bem como determinar as características elétricas preferenciais de tais transformadores.

Com relação ao item número 1 acima, o presente trabalho constitui uma extensão do método de projeto de transformadores com computador digital descrito pelo autor anteriormente (IVANOFF, 1964), sendo aproveitada a mesma simbologia e uma parte do programa em FORTRAN composto naquela ocasião. Representa, deste modo, a confirmação da possibilidade de se realizar o projeto diretamente em função do custo de operação, já pressentida e assinalada no trabalho mencionado.

Convém lembrar que, nos processos correntes o projeto é sempre executado tendo por meta uma combinação de características (perdas no ferro, perdas totais, impedância e excitação) consagrada pela tradição e guiada principalmente pelo critério de menor custo inicial. O critério do mínimo custo global de operação aparece justamente na ocasião das concorrências perante grandes companhias consumidoras, quando os julgadores comparam propostas de diferentes fabricantes e não têm, portanto, uma atuação direta sobre a elaboração do projeto.

Deste modo, a depuração e otimização das alternativas que obedecem a determinado padrão construtivo se realiza por demorado processo de tentativas a êrros, que depende essencialmente da acumulação de experiência e tradição técnica por cada fabricante. Anos de trabalho em projeto e construção de transformadores são necessários para que o projetista possa adquirir o conhecimento e a sensibilidade necessárias para perceber as direções que levam ao transformador mais econômico, não apenas no custo inicial, mas principalmente no custo global de operação.

Estas dificuldades não podem ser afastadas no modo tradicional de se realizarem projetos, limitado pela inexistência de roteiros que conduzam diretamente ao transformador de menor custo de operação e também pela necessidade imperiosa de reduzir a um mínimo razoável o trabalho de cálculo numérico, que costuma assumir proporções assustadoras quando realizado manualmente.

No trabalho anterior do autor, foi examinado um processo de cálculo com a utilização de computadores digi

tais que se distinguia pela simplicidade de sua programação, obtida à custa de um aumento maciço do trabalho de cálculo numérico, neste caso executado sem queixas e em tempo razoável (poucos minutos) pelo computador. Em oposição a outros métodos que obrigam o computador a realizar decisões lógicas para chegar ao melhor projeto, o método em questão se caracteriza pela execução repetida de um número grande de alternativas, posteriormente analisadas pelo projetista que, livre da tarefa de cálculo numérico, conserva todavia a de realizar a escolha da combinação de preço e características mais interessante.

O presente trabalho mantém a idéia fundamental do cálculo de um número grande de alternativas para a posterior escolha de alguns poucos projetos privilegiados. É curioso observar que, contrariamente ao que era previsto, a inclusão no cálculo de parâmetros referentes aos vários custos de fabricação e operação não resultou em programa mais longo que o anteriormente usado, e apenas o processo de análise se tornou mais complexo.

Como resultado, obtivemos a possibilidade de relacionar diretamente as variáveis independentes do projeto (secção do núcleo, indução máxima, densidades de correntes nos condutores, altura da janela) com o custo de operação do transformador instalado e permitir que a análise dos projetos se faça de forma mais racional, sensível à variação das condições econômicas de utilização, capaz de se adaptar imediatamente a qualquer modificação construtiva.

A definição de uma série preferencial de projetos, obtida pela aplicação do método acima a transformadores do padrão construtivo corrente, permite estabelecer uma orientação útil às concessionárias de serviços de eletricidade ao especificar transformadores para concorrências. A fixação das características desejáveis em valores tomados da série preferencial garante ao comprador a compra de unidades cujo custo de operação não irá se afastar do mínimo, nem por aumento do preço inicial, quando poderíamos ter perdas ainda menores, nem por aumento de perdas à custa da diminuição do preço inicial.

Com relação a este aspecto do problema, procuramos estabelecer as características para transformadores de distribuição até 75 kVA, para diversas condições de exploração.



A tarefa de calcular o custo anual de operação de um transformador, conhecidas suas características elétricas, preço e condições de utilização é tarefa relativamente fácil. Uma das fórmulas mais conhecidas para este fim, que nos serviu no presente trabalho e que será descrita adiante, é aquela proposta por LOCKIE e BOOK (1958).

O cálculo preliminar das perdas, impedância e corrente de excitação para cada uma das variantes consideradas foi feito aproveitando com pequenas modificações o programa proposto no trabalho já mencionado do autor (1964) ao qual nos reportamos para os necessários esclarecimentos complementares.

No roteiro deste programa, consideramos como variáveis independentes a indução máxima no ferro (BMC)⁽¹⁾, a secção da coluna (SLC), a altura da janela (CHJ) e as densidades de corrente (DCP, DCS) nos enrolamentos primário e secundário do transformador.

Para cada potência de transformadores com enrolamentos de cobre, foram considerados três valores de BMC (1,4 ; 1,5 e 1,6 webers por metro quadrado), quatro valores de SLC (numéricamente iguais a $8 \sqrt{\text{KVA}}$; $10 \sqrt{\text{KVA}}$; $12 \sqrt{\text{KVA}}$ e $14 \sqrt{\text{KVA}}$, seis valores de CHJ (2; 2,5; 3,0 ; 3,5; 4,0 e 4,5 vezes DCCN) e dois valores para a densidade de corrente nos condutores (DCP $\approx$ DCS, ambos próximos a 3 nos projetos pares e próximos a 2 nos projetos ímpares).

Foram examinadas, desta forma, $3 \times 4 \times 6 \times 2 = 144$, alternativas diferentes para cada potência nominal, para ca-

(1) Ver relação de símbolos no anexo B.

da uma das condições de exploração: urbana ou rural.

O exame do programa que apresentamos na página seguinte pode dar a impressão que o tempo de cálculo para estas 144 alternativas fosse excessivo. Entretanto o processamento para um total de 720 alternativas correspondentes a transformadores de 10, 15, 30, 45 e 75 kVA ($5 \times 144 = 720$) levou apenas quarenta minutos em computador IBM 1620 modelo - II, modelo este que deixou de ser fabricado em dezembro de 1965 e hoje já poderia ser considerado obsoleto em comparação com os tipos mais recentes.

Uma primeira diferença do programa atual em relação ao de 1964 está no emprêgo de FORTRAN em inglês e não em português, resultado da adição ao computador de equipamento auxiliar de discos magnéticos, que reforça com dois milhões de posições a memória fixa inicial de vinte mil posições. O problema de programação de computadores do tipo empregado com memória adicional de discos é discutido em várias publicações recentes, entre as quais recomendamos o livro de GERMAIN (1965). O dimensionamento da bobina do enrolamento de tensão inferior também foi modificado, pois a altura da bobina (CHBS) passou a ser ajustada de forma a ocupar toda a altura disponível da janela, sendo para isto calculados novos valores CSAN e CSRN para os lados da seção retangular do fio secundário. Com isto, o fato da bobina ocupar ou não toda a altura disponível deixa de influir na escolha dos melhores projetos.

Foi retirado do programa original o cálculo do índice de mérito EIM, pois esta grandeza tinha por finalidade permitir a comparação das características de cada projeto com valores tomados como padrão, sendo totalmente dispensável no programa atual.

A saída dos resultados passou a ser feita por um único cartão, que serve depois para a classificação dos projetos. As características elétricas principais do transformador (PTF, PT, Z e AELP) são os últimos quatro valores registrados em cada cartão.

C PROGRAMA CAO PARA TRANSFORMADORES 18/2/1967

```

DIMENSION BMC(7),PESC(7),PESF(7),PESQ(7),VAEC(7)
DIMENSION VAEF(7),VAEQ(7),VAJT(7),SLC(7),SLCC(7)
  READ 14,PKWH,PDEM,PCAP,PINC,FCV,FC
  READ 15,FPC,FP,TJUR
20 READ 14,XKVA,F,VPF,VSF,APF,ASF
  READ 14,PMO,PDIV,POL,AOL,CIT,QMN
  READ 16,NBP,N,L
  READ 14,DPI,FFP,CTP,RPQ,WLP,PRCP
  READ 14,CSA,CSR,CTS,RSQ,WLS,PRCS
  READ 14,ENY,CINP,CNSM,CDD,CIF,CIPS
  READ 14,CPA,CSN,GI,GF,DG,QN
  READ 14,QVCF,QSFC,QNF,QFC,PRF,NPRJ
DOIS=2.00
IDOIS=DOIS
NP=1.00
KVA=XKVA
ENBP=NBP
G=GI
DO 40 I=1,N
40 READ 26, BMC(I),PESC(I),PESF(I),PESQ(I),VAEC(I),VAEF(I),VAEQ(I),
1VAJT(I)
  DO 41 J=1,L
41 READ 13,SLC(J)
  DO 67 I=1,N
  DO 67 J=1,L
  ENS=2255.0*VSF/(F*BMC(I)*SLC(J))
  NS=ENS+0.5
  ENS=NS
  SLCC(J)=2255.0*VSF/(F*BMC(I)*ENS)
  ENP=(VPF/VSF)*ENS
  DCCN=SQRT(127.2*SLCC(J)/QFC)
90 CHJ=G*DCCN
  ECS=(CHJ-DOIS*CNSM-CSA)/CSA
  XNCS=ENS/ECS
  NCS=XNCS
  XNCS=NCS
  ECS=ENS/(XNCS+1.00)
  CSAN=(CHJ-DOIS*CNSM-CSA)/ECS
  CSRN=CSA*CSR/CSAN
  CBS=(XNCS+1.00)*CSRN+XNCS*CTP
  ECP=(CHJ-CPA)/(FFP*DPI)
  XNCP=(QMN*ENP+ENY)/ECP
  NCP=XNCP
  XNCP=NCP
  CBP=(XNCP+1.00)*DPI+XNCP*CTP
  DMBS=DCCN+DOIS*CSN+CBS
  DMBP=DMBS+CBS+DOIS*CIPS+CBP
  OLEO=AOL*(CHJ+DOIS*DCCN)*(DMBP+CBP+CIT)**IDOIS*1.E-6
  PTOL=POL*OLEO
  DMMP=DMBS+CBS+DOIS*(CIPS-CDD)
  CHBP=CHJ-DOIS*CINP

```

CTS

```

CHBS=(ENS*CSAN)/(XNCS+1.00)
CEC=DMBP+CBP+CIF
CLJ=CEC-QN*DCCN
RFPQ=ENP*DMBP*RPQ*0.00000314
RFSQ=ENS*DMBS*RSQ*0.00000314
PCC=3.0*(RFPQ*APF**IDOIS+RFSQ*ASF**IDOIS)
RESQ=RFSQ+RFPQ*(VSF/VPF)**IDOIS
QVRP=ASF*RESQ*100.00/VSF
QVXP=0.00000472*ASF*F*ENS**IDOIS*(DMBS+CBS+CIPS)
QVXP=QVXP*(CIPS+(CBP+CBS)/3.00)/(VSF*(CHBP+CHBS))
Z=SQRT(QVRP**IDOIS+QVXP**IDOIS)
FREG=FP*QVRP+QVXP*SQRT(1.-FP**IDOIS)
SLF=QSFC*SLCC(J)
WSQ=0.0000456*QVCF*(DCCN**3)
WTC=0.00228*SLCC(J)*(CHJ+QNF*DCCN)-WSQ/DOIS
WGF=0.00304*SLF*CEC-0.667*WSQ
PTF=WTC*PESC(I)+WGF*PESF(I)+WSQ*PESQ(I)
PT=PTF+PCC
WF=WTC+WSQ+WGF
AELP=VAEC(I)*WTC/3.00+DOIS*(WSQ*VAEQ(I)/6.00+WGF*VAEF(I)/4.00)
AELP=(AELP+VAJT(I)*SLCC(J))*100.00/(ASF*VSF)
WCBP=0.00000314*DMBP*ENP*WLP
WCBS=0.00000314*DMBS*ENS*WLS
WCU=3.00*(WCBP+WCBS)
PRCF=3.00*(WCBP*PRCP+WCBS*PRCS)+WF*PRF
PITI=(PRCF*0.001+PMO+PTOL*0.001+PDIV)*1.4
PPF=PTF*(0.001*PDEM+8.76*PKWH)*0.001
PAE=0.00001*AELP*XKVA*PCAP*TJUR
PATI=PITI*TJUR
PFIX=PPF+PAE+PATI
PPCU=(1.00/(FC*XKVA))*IDOIS*PCC*(0.001*PDEM+8.76*FPC*PKWH)
PARU=87.6*(1.00/FC)**IDOIS*FREG*FCV*FP*PINC*FPC/XKVA
PVAR=(PPCU+PARU)*0.001
XMINK=SQRT(PFIX/PVAR)
PUNCH 89,NPRJ,NP,KVA, XMINK, PFIX, PVAR, PITI, PTF, PT, Z, AELP
NP=NP+1
G=G+DG
IF(G-GF) 90,90,67
67 G=GI
PAUSE
GO TO 20
13 FORMAT (F10.3)
14 FORMAT (6F10.3)
15 FORMAT (3F10.3)
16 FORMAT (3I10)
26 FORMAT (8F8.3)
89 FORMAT (I4,I4,2X,I3,1H/,F6.1,3HKVA,F6.0,E9.1,2X,F7.0,2X,F6.0,F7.0,
1F5.1,F5.1)
END

```

Passando ao exame da parte nova do programa, vejamos como foram calculadas as cinco parcelas do custo anual de operação, segundo a fórmula de LOCKIE e BOOK:

- a) custo das perdas no ferro (PPF). É necessário -- considerar, no seu cálculo, o valor das parcelas de energia e de demanda, obtendo-se, para o intervalo de um ano, em cruzeiros novos (milhares de cruzeiros):

$$PPF = 10^{-6} \cdot PTF(PDEM + 8760 \cdot PKWH)$$

onde PDEM é o preço do quilovoltampere de demanda e PKWH é o preço do quilowatt-hora de energia consumida. O fator 10^{-6} é necessário porque PTF é expresso em watts e PDEM, PKWH em cruzeiros velhos. 8760 é o número de horas de um ano.

- b) custo da corrente de excitação (PAE). Apesar de desprezível nos projetos normais, esta parcela - *para ser* será levada em conta, sendo estimada pelo custo de capacitores em paralelo que deveriam ser instalados no sistema para fornecer a potência reativa. ^{necessária} Esta maneira de proceder é mais econômica do que permitir a circulação da corrente magnetizante pela rede (PENNA, 1966). Temos então, em cruzeiros novos:

$$PAE = 10^{-5} \cdot AELP \cdot XKVA \cdot PCAP \cdot TJUR$$

onde AELP é o valor porcentual da corrente de excitação referida à potência nominal XKVA, PCAP é o preço em cruzeiros velhos de 1 kVAR de capacitores instalados na rede de distribuição (adotamos o valor de 17.600 cruzeiros tomado de exemplo numérico de LOCKIE, convertendo o dolar a 2.200 cruzeiros, pois este valor nos pareceu razoável em vista dos preços atuais de capacitores de alta tensão no Brasil) e TJUR a taxa de juros e depreciação sobre o valor dos capacitores.

- c) custo da perda nos condutores (PPCU). Novamente devemos levar em conta as parcelas referentes à energia e à demanda. No programa, PPCU é calculado para uma carga média unitária. O custo das perdas para um valor qualquer de -- carga média AKVA é dado por:

$$(AKVA)^2 \cdot PPCU$$

O valor médio das perdas não depende somente do valor médio da carga, AKVA, mas também da curva de variação diária da carga, pois seu valor instantâneo é proporcional ao quadrado da corrente. Depende também da temperatura dos enrolamentos, mas este efeito é de importância menor, de modo que o cálculo será feito tomando-se a resistência equivalente a 75°C.

A relação entre o valor das perdas que correspondem à carga média e o que corresponde à demanda máxima foi designado por FPC. Esta relação somente coincide com o fator de carga FC (relação entre a carga média e a demanda máxima) no caso em que o diagrama de carga é retangular. No livro de STIGANT, LACEY e FRANKLIN (1961, p. 135) encontramos um estudo minucioso da questão, que nos serviu para a escolha de FPC (tomado igual a 0,07) correspondente a FC = 0,15, condição esta comum em instalações rurais. Os valores de FC e FPC que foram tomados para instalações urbanas são os próprios indicados por LOCKIE, BOOK: FC = 0,40; FPC = 0,20.

O custo da energia consumida em perdas nos condutores, para uma carga média AKVA é igual ao produto do valor médio das perdas

$$\left(\frac{AKVA}{FC} \cdot \frac{1}{XKVA} \right)^2 \cdot PCC \cdot FPC \cdot 0,001$$

pelo número de horas do ano, 8760, e pelo preço do quilowatt-hora, PKWH.

Por sua vez, o preço da parcela de demanda será o produto de PDEM pelo valor máximo das perdas:

$$\left(\frac{AKVA}{FC} \cdot \frac{1}{XKVA} \right)^2 \cdot PCC$$

Introduzindo os fatores adequados para obter o resultado em cruzeiros novos (milhares de cruzeiros) obtemos, para $AKVA = 1$:

$$PPCU = \left(\frac{1}{FC \cdot XKVA} \right)^2 \cdot PCC \cdot (0,001 \cdot PDEM + 8,76 \cdot FPC \cdot PKWH)$$

- d) juros e depreciação referentes ao custo inicial do transformador (DATI). Temos que $PATI = PITI \cdot TJUR$, onde $PITI$ é o preço inicial do transformador e $TJUR$ a taxa de juros e depreciação.

Examinemos inicialmente o modo pelo qual foi avaliado $PITI$.

Dividimos o custo do transformador em quatro parcelas principais:

- 1) preço do cobre e ferro (PRCF). Este valor depende somente dos pesos de cobre e ferro, e do seu preço unitário, sendo calculado em cada projeto;
- 2) preço direto e indireto da mão de obra (PMO). - Este preço é de avaliação mais difícil, entretanto ocupa segundo lugar, logo após PRCF. Em lugar de sintetizá-lo a partir do levantamento direto da duração de todas as operações envolvidas na fabricação do transformador, preferimos proceder de outra forma, que nos pareceu mais segura e rápida. Estimamos, de início, o número de transformadores de cada potência que poderia ser fabricado no correr de um mês e dividimos por este número o triplo da folha de pagamento da fábrica. O multiplicador três -- foi neste caso usado como mínimo possível, -- pois, descontada a folha de pagamento e as responsabilidades sociais que a acompanham (fé -- rias, contribuições a institutos, décimo-terceiro salário, etc) sobra uma parte equivalente à

folha de pagamento para cobrir despesas com reposição de ferramentas, depreciação de máquinas e aparelhos, despesas de luz, água, aluguel do prédio, etc. É possível que o fator 3 não seja suficiente para cobrir esta classe de despesas, mas de qualquer forma, não estará longe a ponto de afetar os resultados de nosso estudo. A fábrica que tomamos por base tem 50 empregados e seu volume de produção é de 50 a 100 unidades mensais de potências até 500 kVA.

Os valores de PMO que foram adotados no presente trabalho foram calculados em janeiro de 1967, antes da depreciação do cruzeiro (para 2,70 por dolar) e são os seguintes, em cruzeiros novos: para 10 kVA, NCr\$ 281; para 15 kVA, NCr\$ 321; para 30 kVA, NCr\$ 375; para 45 kVA, NCr\$ 450; para 75 kVA, NCr\$ 500.

3. preço do óleo (PTOL). A quantidade de óleo de cada transformador deve ser proporcional à seção horizontal do canal entre enrolamentos e caixa e à altura do transformador. Uma vez admitida esta proporcionalidade, procuramos ajustar um fator empírico (AOL) que relacionasse o volume de óleo em litros (OLEO) como o diâmetro externo das bobinas primárias (DEP), com distância isolante entre elas e a caixa (CIT = 50, no nosso caso) e com a altura aproximada (CHJ + 2 . DCCN) do núcleo do transformador. O valor de AOL a que se chegou, em vários casos de transformadores de diferentes potências e dimensões, foi de 4,8.

Fizemos, portanto:

$$\text{OLEO} = \text{AOL}(\text{CHJ} + 2 \cdot \text{DCCN}) \cdot (\text{DMBP} + \text{CBP} + \text{CIT})^2 \cdot 10^{-6}$$

sendo

$$\text{PTOL} = \text{POL} \cdot \text{OLEO}.$$

4. preço de outros materiais diversos (PDIV), excluindo cobre (ou alumínio), ferro-silício, e óleo. Devem ser incluídos neste item todos os demais materiais de menor valor necessários para a fabricação do transformador, como: papel e

e papelão isolante, tinta, soldas, isoladores de alta e baixa, parafusos, ganchos de suspensão, e incluindo o próprio tanque.

Os valores por nós utilizados para este item, baseados em levantamentos realizados na fábrica, são para as diferentes potências: 10 kVA, NCr\$ 129; 15 kVA, NCr\$ 139; 30 kVA, -- NCr\$ 183; 45 kVA, NCr\$ 217; 75 kVA, NCr\$ 289.

A soma das quatro parcelas PRCF, PMD, PTOL e -- PDIV nos dá o preço de custo do transformador. Entre o preço de custo e o preço do transformador instalado PITI há uma diferença que corresponde a despesas de faturamento, impostos, financiamento da venda, frete e despesas de montagem que, na melhor das hipóteses corresponde a 40% do custo. Por isso, foi feito

$$PITI = 1,4 (0,001 \cdot PRCF + PMO + 0,001 \cdot PTOL + PDIV)$$

em cruzeiros novos.

Quanto à taxa de juros e depreciação TJUR, em condições normais, deveria ser da ordem de 0,15 ao ano, -- correspondente à soma de 1% de juro ao mês e mais 3% ao ano de depreciação, para uma vida útil de 33 anos. É valor que obtemos para o padrão de emprêgo urbano, pois as compras de grandes companhias envolvem frequentemente empréstimos de valor corrigido contra a inflação.

Já o mesmo não acontece com transformadores comprados por participantes de cooperativas rurais, que ainda hoje podem conseguir financiamentos em que a taxa de juros é inferior à inflação. Por constituir este caso o polo oposto ao anterior, consideremos TJUR = 0,05, igual a pouco mais que a depreciação do transformador.

- e) custo equivalente à regulação (PARU). A idéia de assimilar a redução da receita devida à regulação com uma despesa permite conferir alguma vantagem econômica a transformadores de impedância baixa. Ainda segundo LOCKIE, cerca de um terço da carga residencial é sensível a variação de tensão, variando seu consumo com a potência 1,6 da tensão da rede. Desta forma,

para incrementos suficientemente pequenos, a alteração percentual de consumo para uma alteração de 1 % na tensão seria $(0,33 \times 1,6)\%$ ou seja, cerca de 0,5%. Chamaremos de FCV ao quociente entre a diminuição relativa de consumo e a diminuição relativa da tensão do sistema.

O cálculo da diminuição da receita anual para uma carga constante AKVA se faz, multiplicando PINC (receita incremental, em cruzeiros por quilowatt-hora) pela regulação, que é 0,01 FREG para a potência XKVA, mas é

$$(0,01 \cdot \frac{AKVA}{XKVA} \cdot FREG)$$

para a potência AKVA, e multiplicando ainda pelo próprio AKVA, pelo fator de potência FP por FCV e por 8.760.

Obtemos assim

$$0,01 \cdot 8.760 \cdot PINC \cdot FREG \cdot FP \cdot \frac{(AKVA)^2}{XKVA} \cdot FCV$$

Variando com o quadrado da carga, esta grandeza poderá ser calculada, no caso geral, com o auxílio do fator FPC, já utilizado para o cálculo das perdas nos condutores:

$$87,6 \cdot PINC \cdot FREG \cdot FP \cdot \frac{1}{XKVA} \cdot FCV \cdot \left| \left(\frac{AKVA}{FC} \right)^2 \cdot FPC \right|$$

Para AKVA = 1, temos, por definição

$$PARU = 87,6 \cdot FREG \cdot FCV \cdot FP \cdot PINC \cdot FPC \cdot \frac{1}{XKVA \cdot (FC)^2}$$

Com relação a esta parte do cálculo de custo, é preciso reconhecer que a penalidade imposta aos transformadores de impedância elevada é muito suave, sua insuficiente para evitar que tais transformadores apareçam entre os de características privilegiadas.

Terminamos, desta forma, o exame das cinco parcelas principais que compõem o custo anual de operação - (CAO) de um transformador. Percebemos que três delas não dependem da carga: RAE, PPF e PATI.

As duas restantes que variam com o quadrado da carga média AKVA, são o custo das perdas nos condutores e a redução da receita devido à regulação.

Adotemos as convenções:

$$PFI\dot{X} = PAE + PPF + PATI$$

$$PVAR = PPCU + PARU$$

A expressão de CAO para uma carga média AKVA qualquer será:

$$CAO = PFI\dot{X} + (AKVA)^2 \cdot PVAR$$

Valores numéricos adotados nos cálculos

Para as grandezas que definem as condições de exploração foram tomados os valores da tabela que segue

Grandeza	Condição RURAL	Condição URBANA
PKWH	30	30
PDEM	7000	7000
PCAP	17600	17600
PINC	5	15
FCV	0,5	0,5
FC	0,15	0,4
FPC	0,07	0,20
FP	0,8	0,8
TJUR	0,05	0,15

As demais grandezas comparecem nos cartões de dados de cada projeto, na ordem indicada no programa (ver instrução 20, na 5ª linha do programa) e estão listadas a partir da página seguinte.



Valores do P. 238 - 10 kVA

(DCP = 2,98; DCS = 3,15)

+00010.000+00060.000+11000.000+00127.000+00000.303+00026.300
+00281.000+00129.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
+000000006+000000003+000000004
+00000.400+00001.100+00000.500+00198.000+00000.910+08000.000
+00002.500+00004.700+00000.500+00002.510+00074.400+07700.000
+00100.000+00028.000+00008.000+00003.000+00015.000+00013.000
+00086.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
+00000.630+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00238.000
+001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
+001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
+001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
+00025.300
+00031.600
+00037.900
+00044.200

Valores do P. 239 - 10 kVA

(DCP = 2,35; DCS = 1,95)

+00010.000+00060.000+11000.000+00127.000+00000.303+00026.300
+00281.000+00129.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
+000000006+000000003+000000004
+00000.450+00001.100+00000.500+00162.900+00001.140+08000.000
+00003.500+00005.000+00000.500+00001.580+00118.200+07700.000
+00100.000+00028.000+00008.000+00003.000+00015.000+00013.000
+00086.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
+00000.630+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00239.000
+001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
+001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
+001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
+00025.300
+00031.600
+00037.900
+00044.200

Valores do P. 240 - 15 kVA

(DCP = 2,97; DCS = 2,93)

+00015.000+00060.000+11000.000+00127.000+00000.455+00039.400
+00321.000+00139.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
+000000006+000000003+000000004
+00000.510+00001.100+00000.500+00132.700+00001.480+08000.000
+00003.500+00005.000+00000.500+00001.580+00118.200+07700.000
+00100.000+00028.000+00008.000+00003.000+00015.000+00013.000
+00086.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
+00000.630+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00240.000
+001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
+001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
+001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
+00031.000
+00038.700
+00046.500
+00054.200

Valores do P. 241 - 15 kVA

(DCP = 2,23; DCS = 1,88)

+00015.000+00060.000+11000.000+00127.000+00000.455+00039.400
+00321.000+00139.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
+000000006+000000003+000000004
+00000.560+00001.100+00000.500+00102.400+00001.820+07700.000
+00003.500+00007.500+00000.500+00001.007+00187.000+07700.000
+00100.000+00028.000+00008.000+00003.000+00015.000+00013.000
+00086.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
+00000.630+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00241.000
+001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
+001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
+001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
+00031.000
+00038.700
+00046.500
+00054.200

Valores do P. 242 - 30 kVA

(DCP = 2,78; DCS = 3,27)

+00030.000+00060.000+11000.000+00127.000+00000.910+00078.800
+00375.000+00183.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
+000000006+000000003+000000004
+00000.700+00001.100+00000.500+00064.400+00002.890+07700.000
+00004.500+00006.500+00000.500+00000.880+00214.000+07700.000
+00100.000+00028.000+00008.000+00003.000+00015.000+00013.000
+00086.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
+00000.630+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00242.000
+001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
+001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
+001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
+00044.000
+00055.000
+00066.000
+00077.000

Valores do P. 243 - 30 kVA

(DCP = 2,23; DCS = 1,97)

+00030.000+00060.000+11000.000+00127.000+00000.910+00078.800
+00375.000+00183.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
+000000006+000000003+000000004
+00000.780+00001.100+00000.500+00051.100+00003.650+07700.000
+00004.500+00010.500+00000.500+00000.527+00356.000+07700.000
+00100.000+00028.000+00008.000+00003.000+00015.000+00013.000
+00086.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
+00000.630+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00243.000
+001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
+001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
+001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
+00044.000
+00055.000
+00066.000
+00077.000

Valores do P. 244 - 45 kVA

(DCP = 3,33; DCS = 3,06)

+00045.000+00060.000+11000.000+00127.000+00001.360+00118.000
 +00450.000+00217.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
 +000000006+000000003+000000004
 +00000.780+00001.100+00000.500+00051.100+00003.650+07700.000
 +00006.000+00007.500+00000.500+00000.548+00342.000+07700.000
 +00100.000+00028.000+00010.000+00003.000+00015.000+00013.000
 +00090.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
 +00000.630+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00244.000
 +001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
 +001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
 +001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
 +00053.700
 +00067.000
 +00080.500
 +00094.000

Valores do P. 245 - 45 kVA

(DCP = 2,08; DCS = 1,87)

+00045.000+00060.000+11000.000+00127.000+00001.360+00118.000
 +00450.000+00217.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
 +000000006+000000003+000000004
 +00000.980+00001.100+00000.500+00032.100+00005.800+07700.000
 +00006.000+00012.000+00000.500+00000.334+00562.000+07700.000
 +00100.000+00028.000+00010.000+00003.000+00015.000+00013.000
 +00090.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
 +00000.630+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00245.000
 +001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
 +001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
 +001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
 +00053.700
 +00067.000
 +00080.500
 +00094.000

Valores do P. 246 - 75 kVA

(DCP = 3,50; DCS = 3,12)

+00075.000+00060.000+11000.000+00127.000+00002.280+00197.000
 +00500.000+00289.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
 +000000006+000000003+000000004
 +00000.980+00001.100+00000.500+00032.100+00005.800+07700.000
 +00006.000+00012.000+00000.500+00000.334+00562.000+07700.000
 +00100.000+00030.000+00015.000+00003.000+00017.000+00013.000
 +00094.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
 +00000.628+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00246.000
 +001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
 +001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
 +001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
 +00069.200
 +00086.800
 +00104.000
 +00122.000

Valores do P. 247 - 75 kVA

(DCP = 2,20; DCS = 2,18)

+00075.000+00060.000+11000.000+00127.000+00002.280+00197.000
+00500.000+00289.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
+000000006+000000003+000000004
+00001.210+00001.100+00000.500+00020.200+00009.240+07700.000
+00006.500+00015.500+00000.500+00000.234+00800.000+07700.000
+00100.000+00030.000+00015.000+00003.000+00017.000+00013.000
+00094.000+00003.500+00002.000+00004.500+00000.500+00000.960
+00000.628+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00247.000
+001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
+001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
+001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
+00069.200
+00086.800
+00104.000
+00122.000

Valores do P. 248 - 75 kVA - Alumínio

(DCP = 1,74; DCS = 1,66)

+00075.000+00060.000+11000.000+00127.000+00002.280+00197.000
+00500.000+00289.000+00637.000+00004.800+00050.000+00001.050
+000000006+000000003+000000004
+00001.700+00001.100+00000.500+00026.200+00003.510+05700.000
+00007.500+00017.500+00000.500+00000.290+00334.000+05700.000
+00120.000+00030.000+00015.000+00003.000+00017.000+00013.000
+00094.000+00003.500+00002.500+00005.000+00000.500+00000.960
+00000.628+00001.150+00001.105+00000.847+02200.000+00248.000
+001.400+001.370+001.060+002.430+003.100+001.400+004.500+000.718
+001.500+001.630+001.200+002.830+004.800+001.900+006.700+001.079
+001.600+001.970+001.360+003.330+007.400+003.000+010.400+001.651
+00061.000
+00078.000
+00095.000
+00113.000

Critério para a escolha da série preferencial de transformadores

Na fase inicial de nosso trabalho chegamos a calcular, para cada projeto, valores de CAO para diferentes AKVA (AKVA = 1, 2, 5, 10, 15, 30, 45 e 75). A comparação dos resultados permite identificar os transformadores mais econômicos em cada potência.

Posteriormente adotamos outro método, que passamos a descrever.

É fácil verificar que o valor de $\frac{CAO}{AKVA}$ para um transformador qualquer, é mínimo para AKVA igual a $\sqrt{PFI\dot{X}/PVAR}$, grandeza esta característica do transformador e das condições de exploração, e que denominaremos

$$MINK = \sqrt{PFI\dot{X}/PVAR}$$

por ser a potência média para a qual o custo de operação do transformador é mínimo.

Podemos escrever:

$$CAO = PFI\dot{X} \left(1 + \frac{AKVA^2}{MINK^2} \right)$$

de onde se percebe que, entre transformadores com igual MINK, será mais econômico o que tiver também menor PFI $\dot{X}$.

Posto isto, a seleção da série de projetos melhores pode ser feita considerando apenas estas duas grandezas. Assim, reunimos todos os cartões de resultados dos projetos feitos, nos quais consta MINK e PFI $\dot{X}$, e ordenamos os mesmos segundo estas duas grandezas. Esta operação é feita em máquina classificadora de cartões, com t $\acute{o}$ da a facilidade e rapidez. No anexo C apresentamos a relação já ordenada de todos os resultados realizados conforme o padr $\tilde{a}$ o rural, indicando tamb $\acute{e}$ m os elementos da s $\acute{e}$ rie preferencial, escolhida conforme exposto acima.

O mesmo trabalho foi feito com os projetos da s $\acute{e}$ rie urbana.

O n $\acute{u}$ mero de projetos da s $\acute{e}$ rie preferencial parece grande, mas h $\acute{a}$ crit $\acute{e}$ rios de seleç $\tilde{a}$ o que permitem reduzi-los drasticamente.

Notamos, inicialmente, n $\tilde{a}$ o sem alguma surpresa, que havia uns poucos elementos comuns $\tilde{a}$ s duas s $\acute{e}$ ries privilegiadas, urbana e

rural. Tínhamos a impressão de que, com condições iniciais tão diferentes, deveríamos chegar a valores diferentes de características recomendáveis.

Há também o fato de que alguns projetos de 30 e 45 avançam demais na série, às vezes colocando em ligeira desvantagem ótimas soluções de potência nominal imediatamente superior. Neste caso, o transformador de potência superior deve ser considerado, principalmente quando o valor de MINK supera a própria potência nominal do transformador de potência menor.

A aplicação destes critérios aos projetos obtidos permitiu que fosse estabelecida a série de características preferenciais apresentada no capítulo seguinte.

ADENDO EM 4.7.1967

Os critérios de seleção apoiados nos parâmetros MINK e PFIX tem a vantagem de serem completamente independentes das condições de crescimento da carga ligada ao transformador. Permitem obter uma redução substancial no número de projetos inicialmente considerados, levando ao que chamamos de "série preferencial", ~~da qual~~ outras considerações deverão ser aplicadas ^{aos projetos desta série} para a escolha final do melhor projeto em cada potência.

Estes critérios iniciais decorrem diretamente da expressão

$$CAO = PFIX \left[1 + \left(\frac{AKVA}{MINK} \right)^2 \right]$$

e são enumerados a seguir:

- 1) entre dois projetos de igual MINK, o que tiver menor PFIX é sempre mais econômico;
- 2) entre dois projetos de igual PFIX, o que tiver maior MINK é sempre mais econômico

segue ↘

III - RESULTADOS E CONCLUSÕES

Chegamos aos valores de características preferenciais dados pela tabela abaixo

POTENCIAL NOMINAL	10	15	30	45	75
PROJETO N.	238/35	240/16	242/34	244/33	248/12
PERDAS NO FERRO (W)	90	120	170	220	300
PERDAS TOTAIS A 75° (W)	450	550	950	1250	2000
IMPEDÂNCIA MÍNIMA (%)	4,0	3,5	3,5	4,0	4,5
CORRENTE DE EXCIT. (%)	4,5	3,5	3,0	3,0	1,5

São todos projetos em que a indução no ferro (BMC) é igual a 14.000 ou 15.000 Gauss. Não são, portanto, os mais econômicos quanto ao custo inicial, pois pode-se usar 16.000 Gauss de indução sem qualquer dificuldade. Neste ponto, as conclusões do presente trabalho contradizem uma tradição já quase consagrada entre projetistas de transformadores.

Quanto à densidade de corrente nos enrolamentos, observamos um afastamento no sentido contrário, pois todos os projetos acima têm (quando de cobre) densidade próxima a 3,0, e transformadores com nível mais baixo de perdas totais somente se obtém com densidades menores.

O transformador de alumínio se adiantou nitidamente, em relação aos de cobre, para a potência de 75 kVA.



Anexo A - Bibliografia

- BOM, K.J. - Distribution load management study - Electrical World, February 1, 1965, p. 26.
- BRITTAIN, P.G. - Distribution transformer load management - AIEE Trans. on P.A.S., August, 1959, p. 665.
- GERMAIN, C.B. - Programming the IBM 1620 - 2nd edition, Prentice Hall, Inc., N.Jersey, U.S.A., 1965.
- IVANOFF, D. - Projeto de transformadores com computadores digitais - Tese de livre-docência, E.P.U.S.P., 1964.
- LOCKIE, A.M.; BOOK, H.W. - Economic loading of distribution transformers - Electric Light and Power, v. 36, n. 9, p.54-56 (April 15, 1958).
- MITCHELL, C.F.; HUGUES, J.A. - Determination of distribution transformer loading from kilowatt-hour consumption by electronic computation - AIEE Trans. on P.A.S., October .. 1959, p. 896.
- PENNA, J.C. - Geração de energia reativa nas redes de distribuição - Mundo Elétrico, ano 7, n. 77, p. 24, fevereiro de .. 1966.
- STIGANT, S.A.; LACEY, H.M.; FRANKLIN, A.C. - The J & P transformer book - 9th edition, Johnson & Philips Ltd., London, .. 1961.

APÊNDICE B - R E L A Ç Ã O D E S Í M B O L O S

A relação que segue foi iniciada em 1964, para designar valores numéricos de grandezas que aparecem no cálculo e na construção de transformadores trifásicos de distribuição com dois enrolamentos cilíndricos e concêntricos por fase, com a disposição geral indicada na figura B.1, e completada com os símbolos necessários para a análise econômica feita no presente estudo. Foi composta de acordo com as regras da linguagem simbólica para computadores digitais "FORTRAN", e os conceitos seguem a "Terminologia de transformadores de força e distribuição" TB-45-1958, da Associação Brasileira de Normas Técnicas. Além disto, a simbologia foi construída com a preocupação de se facilitar sua extensão a casos diferentes do mencionado acima, como por exemplo transformadores monofásicos, transformadores com três enrolamentos, auto-transformadores, transformadores com outras geometrias de núcleo e bobinas, etc.

Regras gerais

- a - Todos os símbolos consistem de uma, duas, três, quatro ou cinco letras maiúsculas ou algarismos numéricos. As letras tem em geral relação com o significado do símbolo expresso em português.
- b - Todos os símbolos podem receber índices, cada um representado por uma letra maiúscula e que se escrevem entre parêntesis imediatamente após o símbolo correspondente. Os índices não alteram o significado do símbolo: apenas servem para individualizar os vários valores numéricos que o mesmo pode assumir.
- c - Sempre que um símbolo começar por uma das letras I, J, K, L, M e N representa grandeza cujo valor é expresso por número inteiro. Quando não for este o caso, representa apenas a parte inteira do valor da grandeza.
- d - Todos os símbolos que designam correntes elétricas das em amperes começam com a letra A.

- e - Todos os símbolos que designam indução magnéticas começam com a letra B.
- f - Todos os símbolos que designam distâncias lineares, sejam elas comprimentos, perímetros, larguras, espessuras, profundidades, raios de círculo, etc., com exceção de diâmetros, começam com a letra C.
- g - Todos os símbolos que designam diâmetros começam com a letra D.
- h - Todos os símbolos que designam resistências elétricas começam com a letra R.
- i - Todos os símbolos que designam áreas começam com a letra S.
- j - Todos os símbolos que designam volumes começam com a letra U.
- k - Todos os símbolos que designam tensões, diferenças de potencial ou forças eletromotrizes começam com a letra V.
- l - Todos os símbolos que designam pesos começam com a letra W.
- m - Todos os símbolos que representam módulos de impedâncias começam com a letra Z.

Relação de símbolos

- ACC - Corrente de linha proveniente do enrolamento de tensão inferior durante o ensaio de curto circuito, em amperes.
- AEC - Corrente de excitação da perna central referida ao enrolamento de tensão inferior, em amperes.
- AECp - Corrente de excitação da perna central em porcentagem da corrente nominal.
- AEL - Corrente de excitação das pernas laterais, referida ao enrolamento de tensão inferior, em amperes.

- AELM - Num determinado projeto, valor máximo admissível para AELP, em amperes.
- AELP - Corrente de excitação das pernas laterais, em por--centagem da corrente nominal.
- AELR - Numa determinada coleção de projetos, é o valor de referência da corrente de excitação das pernas la-terais, em porcentagem da corrente nominal.
- AKVA - Valor médio da carga tomada de um transformador, --quilovoltamperes. No caso de cargas polifásicas, supõe-se que estejam igualmente distribuídas pelas várias fases.
- ALFA - Quociente de DMCI por DCCN.
- AOL - Coeficiente empírico empregado para se estimar a quantidade de óleo OLEO de um transformador a partir de DIP, CBP, CHJ, e DCCN:
$$AOL = OLEO / (DIP + 2.CBP + 50)^2 \cdot (CHJ + 2 \cdot DCCN)$$
- APF - Corrente nominal por fase do enrolamento de tensão-superior, em amperes.
- APL - Corrente nominal de linha no enrolamento de tensão-superior, em amperes.
- ASF - Corrente nominal de fase no enrolamento de tensão - inferior em amperes.
- ASL - Corrente nominal de linha no enrolamento de tensão-inferior, em amperes.
- B - Símbolo genérico para a indução, em webers por me-tro quadrado.
- BETA - Quociente entre a circunferência de diâmetro DMCI e a altura média das bobinas $(CHBP + CHBS)/2$.
- BMC - Indução máxima nas colunas do transformador, em we-bers por metro quadrado.
- BMF - Indução máxima no fêcho, em webers por metro quadra-do.

- CABP - Espessura axial das bobinas do enrolamento de tensão superior, supondo afastada toda a isolação externa com exceção da isolação própria do fio, em milímetros.
- CAO - Custo anual de operação de um transformador, em --
cruzeiros novos

$$CAO = PFIX + (AKVA)^2 \cdot PVAR$$
- CBP - Espessura radial das bobinas do enrolamento de tensão superior, supondo afastada toda a isolação externa com exceção da isolação própria do fio. Em milímetros.
- CBS - Espessura da bobina do enrolamento de tensão inferior, suposta sem as eventuais transposições e que tenha sido retirada toda a isolação externa. Em milímetros.
- CBT - Idem, enrolamento terciário.
- CCI - Espessura do cilindro isolante entre os enrolamentos de tensão superior e de tensão inferior, em milímetros.
- CDD - Metade da diferença entre DIP e DMMP. Igual à espessura de papelão ou outro suporte isolante empregado no início do enrolamento de tensão superior - mais eventuais folgas. Em milímetros.
- CEC - Distância entre os eixos de duas colunas vizinhas, em milímetros.
- CED - Largura do canal equivalente de dispersão entre os enrolamentos de tensão superior e de tensão inferior, em milímetros.

$$CED = CIPS + (CBP + CBS)/3$$
- CEMP - Comprimento da espira média do enrolamento de tensão superior em metros.
- CEMS - Idem, enrolamento de tensão inferior.
- CHB - Altura média das bobinas $CHB = (CHBP + CHBS)/2$.
Em mm.
- CHBP - Altura do enrolamento de tensão superior, em milímetros.

- CHBS - Idem, enrolamento de tensão inferior.
- CHJ - Altura das janelas do núcleo, em milímetros.
- CHJP - Valor considerado como padrão para a altura de janela de um tipo de transformador. Depende da potência nominal. Em milímetros.
- CIA - Distância isolante axial entre bobinas adjacentes do enrolamento de tensão superior, fora da linha-mediana, medida de metal a metal, em milímetros: (Ver figura B.1) .
- CIF - Distância isolante entre bobinas de fases adjacentes do transformador, medida de condutor a condutor, em milímetros.
- CIMA - Distância isolante axial mediana, entre bobinas do enrolamento de tensão superior adjacentes à meia altura do núcleo, medida de metal a metal, - em milímetros.
- CINP - Distância isolante axial entre uma extremidade da bobina do enrolamento de tensão superior e o fecho adjacente do núcleo, medida de metal do núcleo ao condutor do enrolamento, em milímetros. Esta distância é fixada por considerações de rigidez dielétrica.
- CINS - Idem, enrolamento de tensão inferior.
- CIPS - Distância isolante radial entre as bobinas do enrolamento de tensão superior e a tensão inferior, medida da superfície de um condutor a outro, em milímetros.
- CIPT - Idem, entre enrolamentos de tensão superior e enrolamento terciário.
- CIT - Distância isolante entre enrolamento e tanque, medida de metal a metal na direção radial, em milímetros. No presente trabalho, foi tomada igual a 50, para transformadores da classe de 15 kV.
- CLJ - Largura das janelas do núcleo, em milímetros.
- CNS - Metade da diferença entre DIS e DCCN, em milímetros.

- CNSM - Valor mínimo recomendável para CINS, em milímetros. Fixado por considerações práticas de exequibilidade das saídas do enrolamento.
- CPA - Distância axial perdida em intervalos isolantes, no enrolamento de tensão superior, em milímetros.
- CR - Coeficiente de ROGOWSKI (1905), utilizado no cálculo da reatância de dispersão. Para transformadores de bobina cilíndricas concêntricas varia entre -- 0,93 e 0,97 .
- CSA - Largura axial do condutor retangular isolado ou do conjunto de condutores com respectiva isolação, em pregados no enrolamento de tensão inferior, em milímetros.
- CSAN - Novo valor para CSA obtido no decorrer de um projeto, de tal forma que a bobina do enrolamento de -- tensão inferior ocupe tóda a altura de janela disponível. Em milímetros.
- CSR - Largura radial do condutor retangular isolado ou do conjunto de condutores com respectiva isolação, empregados no enrolamento de tensão inferior, em milímetros.
- CSRN - Novo valor de CSR obtido no decorrer de um projeto, relacionado com CSAN de tal forma que a secção -- transversal do condutor do enrolamento de tensão inferior se mantenha praticamente inalterada. Em milímetros.
- $CSRN = CSR \cdot CSA / CSAN$
- CTP - Espessura da isolação acrescentada entre camadas - enrolamento de tensão superior, em milímetros.
- CTS - Idem, enrolamento de tensão inferior.
- DC - Densidade do material empregado nos condutores (co bre 8,9; alumínio 2,7).
- DCCN - Diâmetro do círculo circunscrito ao núcleo, em milímetros.

- DCP - Densidade de corrente no condutor do enrolamento de tensão superior, em amperes por milímetro quadrado.
- DCS - Densidade de corrente no condutor do enrolamento de tensão inferior, em amperes por milímetro quadrado.
- DEMP - Diâmetro externo das bobinas do enrolamento de tensão superior, medido sôbre a isolação habitual, em milímetros.
- DEP - Diâmetro externo das bobinas do enrolamento de tensão superior, medido sôbre o metal (descontada a isolação externa), em milímetros.
- DEMS - Diâmetro externo da bobina do enrolamento de tensão inferior medido sôbre a isolação habitual, em milímetros.
- DES - Diâmetro externo da bobina do enrolamento de tensão inferior medido sôbre o metal (descontada a isolação).
- DF - Densidade do material das chapas do núcleo do transformador. Para os tipos habituais de ferro-silício-varia entre 7,55 e 7,65.
- DG - Diferença entre valores sucessivos de G, num determinado programa de cálculo.
- DIMP - Diâmetro interno das bobinas do enrolamento de tensão superior, incluída a isolação que acompanha as bobinas, em milímetros.
- DIP - Diâmetro interno das bobinas do enrolamento de tensão superior, medido sôbre as superfícies dos condutores, em milímetros.
- DIMS - Diâmetro interno da bobina do enrolamento de tensão inferior, incluída a isolação habitual, em milímetros.
- DIS - Diâmetro interno da bobina do enrolamento de tensão inferior, medido sôbre a superfície dos condutores, em milímetros.
- DMBP - Diâmetro médio das bobinas do enrolamento de tensão superior, correspondente à espira de comprimento médio, em milímetros.

- DMBS - Diâmetro médio da bobina do enrolamento de tensão inferior, correspondente à espira de comprimento médio, em milímetros.
- DMCI - Diâmetro médio do canal isolante entre os enrolamentos, em milímetros. $DMCI = (DES + DIP)/2$.
- DMMP - Diâmetro do modelo empregado para a confecção do enrolamento de tensão superior, em milímetros.
- DMMS - Diâmetro do modelo empregado para a confecção do enrolamento de tensão inferior, em milímetros.
- DOIS - Número real dois (2,00).
- DP - Valor máximo permitido máximo permitido pelas normas para o diâmetro do fio de cobre nú da bitola escolhida para o enrolamento de tensão superior, em milímetros.
- DPI - Valor máximo permitido pelas normas para o diâmetro do fio de cobre isolado, escolhido para o enrolamento de tensão superior, em milímetros.
- DS - Diâmetro máximo do fio de cobre do enrolamento de tensão inferior, no caso de ser usado fio de secção circular, sem isolação, em milímetros.
- DSI - Diâmetro máximo do fio de cobre do enrolamento de tensão inferior isolado, no caso de ser usado fio de secção circular, em milímetros.
- ECP - Número de espiras por camada no enrolamento de tensão superior
 $ECP = (CHJ - CPA)/(FFP \cdot DPI)$.
- ECS - Número fracionário de espiras por camada do enrolamento de tensão inferior que caberia na altura utilizável da janela do núcleo. No programa descrito neste trabalho, designa também o valor final aproximado para o inteiro inferior mais próximo deste mesmo número.
- EIM - Índice de mérito de um determinado projeto, em relação a um padrão prefixado. Foi utilizada, para o seu cálculo, a fórmula:
 $EIM = (PTFE - PTF) \cdot PPTF/PTFR + (PCCR - PCC) \cdot PPCC/PCCR + (ZR - Z) \cdot PZ/ZR + (AELR - AELP) \cdot PAEL/AELR$.

- EIMR - Num determinado projeto, valor de referência para o índice de mérito EIM.
- ENP - Número fracionário de espiras do enrolamento de tensão superior correspondente à derivação que -- fornece a tensão nominal do transformador. Ver NEP.
- ENS - Número de espiras do enrolamento de tensão infe--rior obtido em cálculo preliminar como número fra--cionário. No programa descrito neste trabalho de signa também o valor final aproximado para o in--teiro mais próximo dêste mesmo número.
- ENY - Valor de NY "flutuado", isto é: tratado como núme--ro real nas operações de cálculo executadas pelo computador.
- F - Frequências em ciclos por segundo.
- FC - Fator de carga, igual à relação entre a demanda - máxima e a carga média tomada de um transformador

$$FC = PKVA/AKVA$$
- FCP - Fluxo de calor, em watts por metro quadrado, que atravessa a superfície de contacto entre os fios da bobina do enrolamento de tensão superior e o óleo isolante do transformador, com o enrolamento suposto a 75°C, e na potência nominal do transfor--mador.
- FCS - Idem, para o enrolamento de tensão inferior.
- FCV - Relação entre a diminuição de consumo e a diminui--ção de tensão que a provoca, ambos tomados em va--lores relativos aos iniciais.
- FP - Fator de potência de uma carga monofásica ou tri--fásica.
- FPC - Fator de perdas, igual à relação entre o valor mé--dio das perdas no cobre e as perdas corresonden--tes à carga máxima.



FREG - Fator de regulação de um transformador, alimentando com a corrente nominal uma carga de fator de potência FP

$$FREG = Q_{RP} \cdot FP + Q_{XP} \cdot \sqrt{1 - FP^2}$$

G - Relação entre a altura da janela CHJ e o diâmetro do núcleo DCCN : $G = CHJ/DCCN$.

GF - Número correspondente ao maior valor assumido por G num determinado programa de cálculo.

GI - Valor inicial de G num determinado programa de cálculo.

I - Índice variável de I a N, referente à indução BMC.

J - Índice variável de I a L, referente à secção do ferro SLC.

KVA - Potência nominal do transformador em kVA.

L - Número limite de variação do índice J, referente à secção do ferro SLC.

MINK - Parte inteira do quociente PFIX/PVAR, que corresponde ao valor da carga média AKVA para o qual o custo de operação de um transformador é mínimo. Em quilovoltampères. *por kVA*

N - Número limite de variação do índice I, referente à indução BMC.

NBP - Número de bobinas do enrolamento de tensão superior por fase.

NCP - Número de camadas completas no enrolamento de tensão superior.

NCS - Número de camadas do enrolamento de tensão inferior menos uma.

NECS - Número inteiro de espiras por camada no enrolamento de tensão inferior que caberiam na altura útil da janela do núcleo.

- NEP - Número inteiro de espiras por fase do enrolamento - de tensão superior, correspondente à derivação que fornece a tensão nominal do transformador.
- NP - Número de ordem de qualquer alternativa obtida pelo cálculo dos lados de uma folha de projeto.
- NPRJ - Número inteiro correspondente a uma folha de projeto, cuja execução pelo computador dá origem a uma coleção de alternativas para um tipo construtivo de transformador de potência definida, diferindo entre si apenas quanto aos valores de BMC, SLCC e CHJ.
- NPT - Número total de espiras por fase do enrolamento de tensão superior.
- NS - Número inteiro de espiras por fase do enrolamento - de tensão inferior.
- NTPM - Número de transformadores de uma determinada potência nominal que poderiam ser fabricados em um mês útil por uma fábrica trabalhando somente na manufatura de transformadores desta potência.
- NY - Perda de espaço, expressa em número de espiras, devida à presença de derivações no enrolamento de tensão superior. Depende do tipo de enrolamento e da maneira de se executarem as derivações.
- OLEO - Quantidade de óleo ou outro líquido isolante necessária para um dado transformador. Em litros.
- PAEL - Pêso com que entra o valor de AELP no cálculo do índice de mérito EIM .
- PAE - Custo anual da corrente de excitação. Calculado pela amortização e depreciação da instalação de capacitores em paralelo no sistema. Em cruzeiros novos.
- PARV - Custo fictício anual da regulação, para uma carga - de 1 kVA.
- PCC - Perdas ôhmicas nos enrolamentos com a corrente nominal a 75°C, em watts.
- PCCM - Num determinado projeto, valor máximo admissível para PCC.

PCCR - Numa dada coleção de projetos, valor de referência-para PCC.

PCS - Perdas totais medidas em ensaio de curto circuito a uma dada temperatura, em watts.

PCAP - Custo do quilovoltampere reativo de capacitores instalados em paralelo, na rede de distribuição. Em --cruzeiros novos.

PDEM - Preço ^{anual} do KVA de demanda, em cruzeiros ^{velhos} ~~novos~~.

PDIV - Preço de todo o material restante empregado no ---transformador, excluindo-se a chapa do núcleo, os fios para os enrolamentos e o óleo. Em cruzeiros novos.

PEK - Perdas específicas de chapa de ferro-silício, função da indução e da frequência, em watts por quilograma.

PESF - Perdas específicas nos fêchos do núcleo, em watts - por quilograma.

PFIX - Parte fixa do custo anual de operação de um transformador. Em cruzeiros novos
PFIX = PPF + PATI.

PINC - Aumento da receita que corresponde a um aumento de consumo de 1 quilowatt-hora, diminuído do aumento da despesa de geração e distribuição correspondentes. Em cruzeiros novos.

PITI - Custo inicial do transformador instalado, em cruzeiros novos.

$$PITI = (PRCF * 0,001 + PMO + PTOL * 0,001 + PDIV) * 1,4$$

PKVA - Demanda máxima solicitada de um transformador, em quilovolt-amperes.
PKVA = AKVA/FC

PKWH - Preço do quilowatt-hora de energia consumida, em --cruzeiros ~~novos~~ ^{velhos}.

PMO - Preço da mão de obra por transformador. Calculado - pela soma no período de um mês, dos salários mais - as responsabilidades sociais (férias, contribuições a institutos, décimo terceiro salário, etc.) e mais

despesas de reposição de ferramentas e amortização de máquinas, tudo dividido pelo número de unidades de uma determinada potência que poderiam ser fabricados durante o mês. Em cruzeiros novos.

- POL - Preço por litro de óleo mineral ou outro líquido - isolante empregado no transformador, em cruzeiros.
- PTOL - *Preço total do óleo.*
- PP - Potência nominal por perna do transformador, em watts.
- PPCC - Pêso com que entra o valor de PCC no cálculo do índice de mérito EIM.
- PPCU - Custo anual das perdas no cobre, em cruzeiros.
- PPF - Custo anual da energia e da demanda correspondente às perdas no ferro de um transformador, em cruzeiros novos.
- PPTF - Pêso com que entre o valor de PTF no cálculo do índice de mérito EIM.
- PR - Permeabilidade relativa de material ferromagnético, função da indução ou do campo magnético.
- PRCP - Preço unitário do condutor utilizado no enrolamento de tensão superior, em cruzeiros por quilograma.
- PRCS - Idem, enrolamento de tensão inferior.
- PRF - Preço unitário da chapa de ferro silicioso empregado no núcleo do transformador, em cruzeiros por quilograma.
- PT - Soma de PTF e PCC. Em watts
- PTF - Perdas no núcleo do transformador na tensão e frequência nominais, em watts.
- PTFM - Máximo valor admissível para PTF num determinado projeto, em watts.
- PTFR - Numa determinada coleção de projetos, valor de referência para PTF.
- PZ - Pêso com que entra o valor de Z no cálculo do índice de mérito EIM.
- PVAR - Parte variável com a carga do custo anual de operação de um transformador:
$$PVAR = 0,001 (PPCU + PARU)$$

Em cruzeiros novos.

QAEQ - Coeficiente de aumento dos voltamperes específicos de excitação nos cantos do transformador:

$$VAEQ = QAEQ \cdot (VAEF + VAEC)/2.$$

QAPQ - Coeficiente de aumento das perdas específicas nos cantos do transformador:

$$PESQ = QAPQ \cdot (PESC + PESF)/2.$$

QBSJ - Quociente entre CHBS e CHJ.

QFC - Quociente entre as áreas de secção líquida de ferro nas colunas do núcleo e a do círculo circunscrito:

$$QFC = SLC/SCCN = FEMP \cdot SGC/SCCN = FEMP \cdot QRO$$

QFP - Quociente entre o fator de pico da onda senoidal - (1,414) e o fator de pico da onda de corrente magnetização para uma dada indução, frequência e tipo de chapa. Para chapas laminadas a quente, segundo -- RICHTER (1932, p.8) este fator pode variar de 0,88 para 11.000 gauss até 0,61 para 14.000 gauss, em 50 hz.

QMN - Em transformadores providos de saídas de tensão próxima à nominal no enrolamento de tensão superior - QMN é a relação entre a maior tensão disponível e a tensão nominal: $QMN = NPT/NP$.

QN - Em núcleos de secção circular aproximada por degraus é o quociente da largura da maior chapa na coluna - do núcleo pelo diâmetro do círculo circunscrito -- DCCN. No caso de termos seis degraus $QN = 0,960$. (cf. TIKHOMIROV, 1962, p. 310).

QNF - Quociente da largura da maior das chapas do fêcho pelo diâmetro DCCN. No caso de fêcho oval, com igual número de degraus que a coluna. $QNF = QSFC \cdot QN$.

QRO - Em núcleos de secção circular aproximada por degraus, é o quociente entre a área aparente da secção do núcleo (SGC) e a área do círculo circunscrito, SCCN. No caso de núcleos de cinco degraus $QRO = 0,908$; seis degraus $QRO = 0,920$.

QSFC - Quociente entre as secções do núcleo no fêcho, SGF, e na coluna SGC.

VC - ...

VIRE
↓

- QVRP - Queda de tensão na resistência dos enrolamentos de uma fase do transformador, a 75°C, provocada pela passagem da corrente nominal, em porcentagem da tensão nominal de fase.
- QVXP - Queda de tensão por fase na reatância do transformador, provocada pela passagem da corrente nominal, em porcentagem da tensão nominal.
- REPPQ - Resistência equivalente por fase referida ao enrolamento de tensão superior, a 75°C, em ohms.
- RESQ - Resistência equivalente por fase referida ao enrolamento de tensão inferior, a 75°C, em ohms.
- RFPQ - Resistência por fase, na derivação correspondente à tensão nominal, do enrolamento de tensão superior, na temperatura ambiente, em ohms.
- RFPQ - Resistência por fase, na tensão nominal, do enrolamento de tensão superior, a 75°C, em ohms.
- RFPQM - Resistência por fase do enrolamento de tensão superior, medida ao fim do ensaio de aquecimento com um enrolamento em curto circuito, de acordo com o método brasileiro MB-128, de 1959, de ABNT. Em ohms. É importante acompanhar o seu valor da temperatura do óleo na ocasião da medida.
- RFPV - Resistência por fase, na tensão nominal, do enrolamento de tensão superior, a 20°C, em ohms.
- RFSQ - Resistência por fase do enrolamento de tensão inferior, em ohms, na temperatura ambiente.
- RFSQ - Resistência por fase do enrolamento de tensão inferior, em ohms a 75°C.
- RFSV - Resistência por fase do enrolamento de tensão inferior, em ohms, a 20°C.
- ROC - Resistividade a 20°C do material empregado nos enrolamentos em ohms metro. (Padrão internacional de cobre recozido: $1,7241 \times 10^{-8}$ ohms.metro. Resistividade de fio de alumínio estirado, aproximadamente $2,83 \times 10^{-8}$ ohms.metro, ou condutibilidade 61,0% da do cobre. Cf. LAWS, 1938, pg. 217-218)

- RP - Resistência em miliohms por metro do condutor do enrolamento de tensão superior, a 20°C.
- RPQ - Resistência em miliohms por metro do condutor do enrolamento de tensão superior a 75°C.
- RS - Resistência em miliohms por metro do condutor do enrolamento de tensão inferior a 20°C.
- RSQ - Resistência em miliohms por metro do condutor do enrolamento de tensão inferior a 75°C.
- RZQD - Símbolo da função "raiz quadrada", na linguagem - FORTRAN em versão portuguesa. (Em inglês SQRT).
-
- SGCN - Área do círculo circunscrito ao núcleo em centímetros quadrados.
- SCP - Área da secção do condutor do enrolamento de tensão superior, milímetros quadrados.
- SCS - Área da secção do condutor do enrolamento de tensão inferior, em milímetros quadrados.
- SGC - Área da secção aparente, ou geométrica do núcleo nas colunas em centímetros quadrados. Difere da área útil de ferro SLC pelo fator de empilhamento: $SLC = SGC \cdot FEMP$.
- SGF - Área da secção geométrica do núcleo nos fêchos, - em centímetros quadrados. Difere da secção útil de ferro nos fêchos SLF pelo fator de empilhamento: $SLF = FEMP \cdot SGF$.
- SLC - Área líquida de ferro nas colunas do núcleo, em centímetros quadrados.
- SLCC - Valor corrigido de SLC, de forma a se ter número inteiro de espiras no enrolamento de tensão inferior de um certo projeto, com um valor prefixado da indução BMC. Em centímetros quadrados.
- SLF - Área líquida ou útil de ferro nos fêchos, em centímetros quadrados.

TJUR - Taxa anual de juros e depreciação sôbre o capital -
empatado no transformador.

UC - Volume do ferro de uma coluna do núcleo do transfor-
mador, em centímetros cúbicos. $UC = UP - UQ$.

UF - Volume do ferro de um fêcho do núcleo do transfor-
mador, em centímetros cúbicos.

UOL - Quantidade de óleo do transformador em litros.

UP - Volume do ferro de uma perna do núcleo do transfor-
mador, em centímetros cúbicos. $UP = UC + UQ$.

UQ - Volume de um canto do núcleo do transformador, em
centímetros cúbicos. $UQ = QVC \cdot (DCCN)^3$

VAEC - Volt-amperes de excitação por kg nas colunas do nú-
cleo, para um determinado valor de BMC.

VAEF - Volt-amperes de excitação por kg nos fêchos do nú-
cleo, para um determinado valor de BMC.

VAEQ - Volt-amperes de excitação por quilograma nos cantos
do núcleo, para um determinado valor de BMC.

VAK - Volt-amperes eficazes de excitação por quilogramas-
para determinada chapa de ferro sílicio. Função de
indução e da frequência.

VAJ - Volt-amperes de excitação necessários para vencer -
uma junta do núcleo, por unidade de área, em volt -
amperes por centímetros quadrados. Grandeza empí-
rica, função da indução, do tipo de chapa e da fre-
quência.

VAJC - Volt-amperes de excitação por centímetro quadrado -
necessários para se vencer, na indução BMC, uma jun-
ta na coluna.

VAJF - Volt-amperes de excitação por centímetro quadrado -
necessários para se vencer, na indução BMF, uma jun-
ta no fêcho.

VAJT - Volt-amperes necessários para se vencerem as três -
juntas do núcleo correspondentes a uma perna late-
ral, por centímetro quadrado da área de SLCC, em

função da indução BMC. Em volt-amperes por centímetro quadrado. $VAJT(I) = VAJC(I) + 2 \times VAJF(I)$. QSFC.

VCFA - Tensão de fase correspondente ao valor VCLA. Em volts.

VCLA - Tensão de linha aplicada na temperatura ambiente ao enrolamento de tensão superior de um transformador - trifásico ou monofásico, necessários para fazer circular pelos enrolamentos as correntes nominais, no ensaio de curto circuito. Em volts.

VIPS - Tensão eficaz induzida por espira com a indução correspondente à tensão nominal do transformador, em volts.

VPF - Tensão nominal de fase do enrolamento de tensão superior, em volts.

VPL - Tensão nominal de linha do enrolamento de tensão superior, em volts.

VSF - Tensão nominal de fase do enrolamento de tensão inferior, em volts.

VSL - Tensão nominal de linha do enrolamento de tensão inferior, em volts.

WBP - Pêso de uma bobina (cobre mais isolação) do enrolamento de tensão superior, em quilogramas.

WBS - Idem, do enrolamento de tensão inferior.

WCBP - Pêso de cobre de uma bobina do enrolamento de tensão superior, em quilogramas.

WCBS - Idem, do enrolamento de tensão inferior.

WCU - Pêso de cobre de todas as bobinas do transformador, sem as ligações de saída, em quilogramas.

WF - Pêso total de ferro do núcleo, em quilogramas.

WFQ - Pêso de um fêcho mais um canto do núcleo, em quilogramas.

WLP - Pêso linear do condutor do enrolamento de tensão superior, em quilogramas por quilômetro.

WLS - Pêso linear do condutor do enrolamento de tensão inferior, em quilogramas por quilômetro.

- WP - Pêso de uma perna do núcleo do transformador, em quilogramas. $WP = WC + WQ$.
- WPQP - Watts por quilograma de perdas devidas à carga referentes ao enrolamento de tensão superior, nas condições de ensaio de aquecimento com um enrolamento em curto-circuito, pelo método brasileiro MB-128, de 1959 da ABNT.
- $$WPQP = (3 \times \overline{APF}^2 \times RFPQM) / WCP$$
- WPQS - Idem, para o enrolamento de tensão inferior.
- $$WPQS = (3 \times \overline{ASF}^2 \times R'SQM) / WCS$$
- WQ - Pêso de um canto do núcleo do transformador, em quilogramas.
- WSQ - Pêso dos seis cantos do núcleo do transformador, em kg.
- WT - Pêso total do transformador sem óleo, em quilogramas.
- WTC - Pêso das três colunas do núcleo do transformador, em kg.
- WTT - Pêso total do transformador com óleo, em quilogramas.
- XKVA - Potência nominal do transformadore, kVA, expressa como número fracionário.
- XNCP - Número fracionário de camadas no enrolamento de tensão superior. É também empregado para designar o número de camadas completas no enrolamento de tensão superior.
- XNCS - Número fracionário de camadas no enrolamento de tensão inferior, por fase. Também empregado para designar o número final de camadas menos uma.
- Z - Tensão de impedância do transformador a 75°C, em porcentagem da tensão nominal.
- ZM - Num determinado projeto, valor máximo admissível para Z.
- ZR - Numa determinada coleção de projetos, valor de referência de Z.

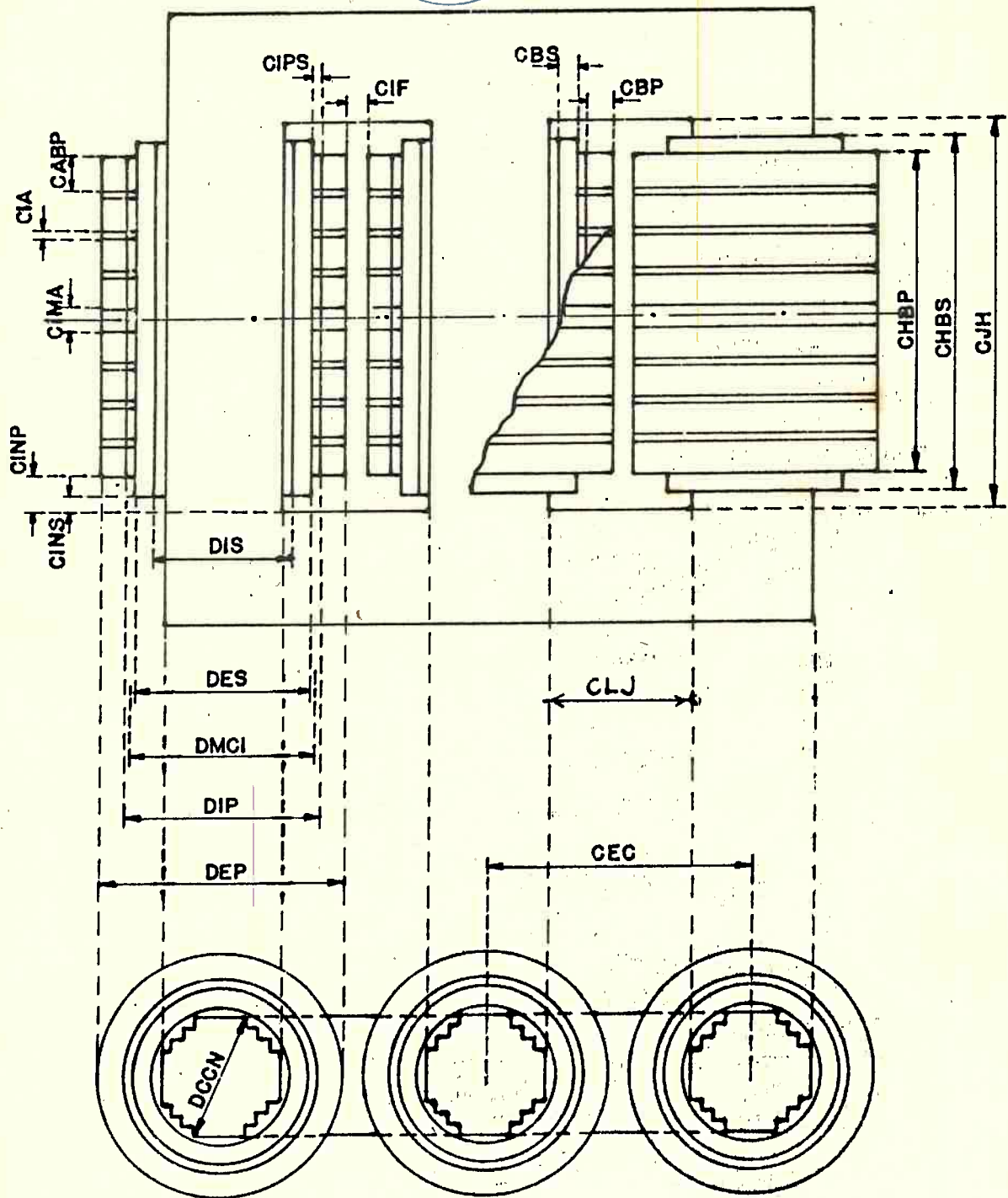


Figura B.1

Ordenação dos projetos de n. 238 a 248 conforme MINK e PFIX, em condições de utilização RURAL

C.1

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
238	1	10/	2.8KVA	81.	97.6E-01	1299.	60.	768.	45.2	1.7
238	2	10/	3.0KVA	68.	72.8E-01	1102.	50.	615.	21.0	1.5
238	25	10/	3.0KVA	80.	86.6E-01	1237.	67.	705.	36.7	2.4
238	3	10/	3.2KVA	65.	63.3E-01	1037.	48.	554.	13.3	1.5
238	26	10/	3.2KVA	68.	65.4E-01	1062.	57.	569.	17.3	2.2
238	49	10/	3.2KVA	79.	77.1E-01	1182.	75.	651.	29.8	3.7
239	1	10/	3.2KVA	96.	92.9E-01	1577.	66.	690.	60.5	1.8
238	5	10/	3.3KVA	62.	54.5E-01	987.	49.	496.	7.7	1.5
238	4	10/	3.3KVA	63.	57.9E-01	1005.	48.	518.	9.6	1.5
238	27	10/	3.3KVA	65.	57.0E-01	1003.	55.	514.	11.0	2.2
238	28	10/	3.4KVA	64.	52.8E-01	978.	55.	486.	8.2	2.2
238	50	10/	3.4KVA	69.	59.6E-01	1031.	66.	535.	14.5	3.4
238	7	10/	3.4KVA	72.	61.1E-01	1094.	64.	541.	16.8	1.9
239	2	10/	3.4KVA	79.	65.1E-01	1295.	54.	536.	26.8	1.6
239	25	10/	3.4KVA	94.	81.5E-01	1487.	73.	633.	48.7	2.6
238	29	10/	3.5KVA	63.	49.9E-01	963.	56.	468.	6.6	2.2
238	51	10/	3.5KVA	66.	52.2E-01	977.	64.	486.	9.3	3.4
239	49	10/	3.5KVA	92.	71.7E-01	1407.	82.	585.	39.2	3.9
238	30	10/	3.6KVA	63.	48.1E-01	957.	58.	457.	5.7	2.3
238	52	10/	3.6KVA	65.	48.3E-01	954.	64.	461.	7.0	3.4
238	8	10/	3.6KVA	66.	51.2E-01	1007.	60.	473.	9.3	1.8
239	3	10/	3.6KVA	73.	54.3E-01	1195.	51.	471.	16.0	1.5
238	31	10/	3.6KVA	73.	55.4E-01	1060.	73.	509.	14.0	2.8
239	26	10/	3.6KVA	78.	58.1E-01	1238.	61.	497.	21.9	2.3
238	9	10/	3.7KVA	65.	47.0E-01	979.	60.	446.	6.7	1.9
238	53	10/	3.7KVA	65.	46.0E-01	943.	66.	446.	5.8	3.5
238	10	10/	3.8KVA	65.	44.5E-01	968.	62.	431.	5.4	1.9
238	54	10/	3.8KVA	65.	44.3E-01	937.	68.	437.	5.1	3.6
238	32	10/	3.8KVA	68.	46.8E-01	982.	69.	449.	7.9	2.7
239	4	10/	3.8KVA	71.	48.7E-01	1146.	50.	437.	11.1	1.5
239	27	10/	3.8KVA	73.	48.7E-01	1146.	58.	439.	13.1	2.2
238	55	10/	3.8KVA	74.	49.6E-01	1025.	84.	478.	11.3	4.4
239	50	10/	3.8KVA	78.	52.1E-01	1187.	70.	465.	18.0	3.6
238	11	10/	3.9KVA	65.	42.9E-01	965.	64.	422.	4.7	1.9
238	12	10/	3.9KVA	66.	41.4E-01	963.	66.	413.	4.2	2.0
238	33	10/	3.9KVA	66.	43.0E-01	956.	69.	424.	5.7	2.8
239	5	10/	3.9KVA	69.	45.3E-01	1119.	50.	415.	8.5	1.5
238	13	10/	3.9KVA	71.	45.7E-01	1021.	74.	443.	8.5	2.3
239	7	10/	3.9KVA	82.	53.9E-01	1263.	69.	471.	21.0	2.0
238	34	10/	4.0KVA	67.	41.0E-01	948.	71.	412.	4.7	2.8
239	6	10/	4.0KVA	69.	42.6E-01	1101.	52.	399.	6.9	1.6
238	56	10/	4.0KVA	70.	42.5E-01	958.	80.	427.	6.6	4.2
239	28	10/	4.0KVA	71.	44.2E-01	1107.	57.	410.	9.3	2.3
239	51	10/	4.0KVA	73.	44.3E-01	1109.	67.	416.	11.0	3.5
238	35	10/	4.1KVA	67.	39.3E-01	943.	74.	402.	4.1	2.9
238	14	10/	4.1KVA	68.	40.8E-01	978.	73.	409.	5.5	2.2
238	57	10/	4.1KVA	69.	39.4E-01	938.	82.	408.	5.0	4.3
239	29	10/	4.1KVA	70.	40.8E-01	1079.	58.	389.	7.1	2.3
238	37	10/	4.1KVA	73.	41.6E-01	995.	85.	422.	7.2	3.3
239	8	10/	4.1KVA	74.	43.3E-01	1141.	63.	404.	11.0	1.9
239	31	10/	4.1KVA	82.	48.3E-01	1213.	78.	443.	17.2	2.9
238	15	10/	4.2KVA	68.	38.4E-01	965.	74.	394.	4.3	2.3

Ordenação dos projetos de n. 238 a 248 conforme MINK e PFIX, em C.2
condições de utilização RURAL

238	36	10/	4.2KVA	68.	38.3E-01	946.	77.	398.	3.8	3.0
239	30	10/	4.2KVA	69.	38.7E-01	1065.	60.	377.	5.8	2.3
239	52	10/	4.2KVA	72.	40.2E-01	1073.	67.	390.	7.8	3.5
240	1	15/	4.2KVA	95.	52.8E-01	1508.	73.	928.	38.4	1.4
238	16	10/	4.3KVA	69.	36.8E-01	963.	77.	386.	3.8	2.4
238	58	10/	4.3KVA	69.	37.6E-01	931.	84.	398.	4.2	4.4
239	9	10/	4.3KVA	71.	38.6E-01	1093.	62.	373.	7.3	1.9
239	53	10/	4.3KVA	71.	37.4E-01	1050.	68.	373.	6.1	3.6
238	38	10/	4.3KVA	71.	37.5E-01	959.	84.	394.	4.8	3.3
239	32	10/	4.3KVA	75.	39.2E-01	1103.	72.	383.	9.2	2.8
239	55	10/	4.3KVA	82.	42.9E-01	1164.	89.	418.	13.9	4.5
239	10	10/	4.4KVA	70.	35.7E-01	1069.	63.	355.	5.5	1.9
238	17	10/	4.4KVA	70.	35.8E-01	965.	80.	382.	3.4	2.4
238	59	10/	4.4KVA	70.	36.2E-01	930.	88.	391.	3.7	4.6
239	54	10/	4.4KVA	71.	35.7E-01	1040.	70.	363.	5.1	3.6
238	39	10/	4.4KVA	71.	35.5E-01	949.	86.	382.	3.9	3.4
238	19	10/	4.4KVA	73.	37.5E-01	996.	86.	394.	5.3	2.6
238	61	10/	4.4KVA	75.	38.4E-01	974.	98.	410.	6.2	5.1
240	25	15/	4.4KVA	94.	47.2E-01	1441.	82.	859.	31.6	2.0
239	11	10/	4.5KVA	70.	33.9E-01	1059.	65.	345.	4.5	2.0
238	18	10/	4.5KVA	71.	35.3E-01	974.	84.	381.	3.3	2.5
238	60	10/	4.5KVA	71.	35.2E-01	930.	92.	388.	3.4	4.7
239	33	10/	4.5KVA	72.	35.1E-01	1061.	72.	356.	6.1	2.8
238	20	10/	4.5KVA	72.	34.7E-01	975.	87.	376.	3.9	2.7
238	40	10/	4.5KVA	72.	34.1E-01	948.	90.	375.	3.4	3.5
239	13	10/	4.5KVA	78.	38.5E-01	1145.	78.	380.	10.0	2.3
240	2	15/	4.5KVA	84.	41.1E-01	1327.	65.	777.	19.2	1.3
239	12	10/	4.6KVA	71.	32.7E-01	1055.	67.	339.	3.9	2.0
239	34	10/	4.6KVA	72.	32.7E-01	1042.	73.	342.	4.7	2.9
238	41	10/	4.6KVA	73.	33.2E-01	951.	94.	373.	3.1	3.7
238	62	10/	4.6KVA	74.	34.8E-01	942.	98.	386.	4.2	5.1
239	56	10/	4.6KVA	76.	35.4E-01	1069.	84.	367.	7.5	4.4
238	43	10/	4.6KVA	76.	34.5E-01	978.	99.	384.	4.6	3.9
238	21	10/	4.7KVA	73.	33.0E-01	971.	90.	367.	3.3	2.7
239	14	10/	4.7KVA	74.	33.0E-01	1076.	75.	342.	5.8	2.3
238	63	10/	4.7KVA	74.	32.7E-01	931.	101.	374.	3.4	5.3
238	42	10/	4.7KVA	75.	32.6E-01	960.	98.	374.	3.0	3.8
239	37	10/	4.7KVA	79.	34.9E-01	1110.	89.	365.	8.3	3.4
240	3	15/	4.7KVA	80.	36.0E-01	1255.	63.	707.	12.3	1.3
240	26	15/	4.7KVA	84.	37.2E-01	1279.	74.	725.	16.1	1.9
240	49	15/	4.7KVA	94.	41.7E-01	1372.	93.	790.	25.2	3.1
239	35	10/	4.8KVA	72.	31.3E-01	1035.	76.	334.	3.9	3.0
239	57	10/	4.8KVA	74.	31.8E-01	1032.	84.	344.	5.1	4.4
238	22	10/	4.8KVA	74.	32.1E-01	977.	95.	365.	3.0	2.8
238	44	10/	4.8KVA	75.	31.7E-01	956.	100.	366.	3.4	4.0
238	64	10/	4.8KVA	75.	31.7E-01	935.	105.	372.	3.1	5.4
240	4	15/	4.8KVA	78.	33.2E-01	1220.	64.	667.	9.0	1.3
241	1	15/	4.8KVA	111.	47.5E-01	1795.	79.	785.	49.7	1.5
239	15	10/	4.9KVA	73.	30.6E-01	1056.	76.	328.	4.3	2.3
239	36	10/	4.9KVA	73.	30.2E-01	1032.	78.	330.	3.4	3.0
239	58	10/	4.9KVA	74.	29.9E-01	1017.	86.	333.	4.0	4.5
238	23	10/	4.9KVA	76.	31.6E-01	988.	99.	366.	2.9	3.0
238	65	10/	4.9KVA	77.	30.9E-01	938.	110.	371.	2.9	5.6
240	5	15/	4.9KVA	77.	31.4E-01	1202.	65.	642.	7.2	1.3
240	27	15/	4.9KVA	80.	32.7E-01	1212.	72.	660.	10.3	1.9
239	16	10/	5.0KVA	74.	29.1E-01	1049.	79.	321.	3.5	2.4
239	38	10/	5.0KVA	76.	30.2E-01	1050.	87.	332.	5.0	3.4
238	45	10/	5.0KVA	76.	30.5E-01	957.	105.	361.	3.0	4.1
240	6	15/	5.0KVA	77.	30.1E-01	1191.	67.	625.	6.1	1.3

Ordenação dos projetos de n. 238 a 248 conforme MINK e PFIX, em
condições de utilização RURAL

C.3

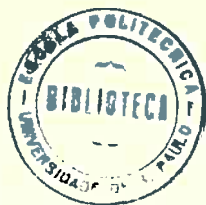
238	24	10/	5.0KVA	78.	31.1E-01	1000.	104.	368.	2.8	3.1
238	67	10/	5.0KVA	80.	31.6E-01	960.	116.	378.	4.0	6.1
239	61	10/	5.0KVA	82.	31.9E-01	1078.	102.	356.	7.0	5.2
240	50	15/	5.0KVA	85.	33.5E-01	1233.	85.	676.	13.1	2.9
240	7	15/	5.0KVA	87.	34.2E-01	1301.	83.	679.	15.0	1.6
241	25	15/	5.0KVA	109.	42.1E-01	1702.	88.	728.	40.8	2.1
239	17	10/	5.1KVA	75.	28.1E-01	1049.	82.	317.	3.1	2.5
239	39	10/	5.1KVA	75.	28.0E-01	1032.	88.	320.	3.7	3.5
239	59	10/	5.1KVA	75.	28.6E-01	1012.	90.	327.	3.4	4.6
238	46	10/	5.1KVA	78.	29.8E-01	963.	110.	361.	2.7	4.3
239	19	10/	5.1KVA	79.	30.3E-01	1092.	89.	334.	5.7	2.7
238	66	10/	5.1KVA	79.	30.4E-01	947.	116.	373.	2.7	5.9
240	28	15/	5.1KVA	79.	30.3E-01	1183.	73.	627.	7.6	1.9
239	18	10/	5.2KVA	75.	27.2E-01	1050.	85.	313.	2.8	2.5
239	60	10/	5.2KVA	76.	27.8E-01	1012.	93.	325.	3.0	4.8
240	29	15/	5.2KVA	79.	28.8E-01	1169.	75.	607.	6.2	1.9
238	47	10/	5.2KVA	80.	29.3E-01	975.	116.	363.	2.6	4.4
238	68	10/	5.2KVA	80.	29.3E-01	945.	119.	365.	3.0	6.2
240	51	15/	5.2KVA	82.	29.7E-01	1176.	84.	622.	8.6	2.9
241	2	15/	5.2KVA	95.	34.9E-01	1541.	69.	641.	23.7	1.3
239	40	10/	5.3KVA	76.	26.7E-01	1026.	92.	314.	3.1	3.6
239	20	10/	5.3KVA	77.	27.3E-01	1056.	89.	314.	3.7	2.7
239	62	10/	5.3KVA	79.	27.9E-01	1027.	101.	328.	4.3	5.2
240	30	15/	5.3KVA	79.	27.8E-01	1164.	78.	594.	5.3	2.0
238	69	10/	5.3KVA	81.	28.2E-01	946.	125.	362.	2.7	6.4
238	48	10/	5.3KVA	82.	28.9E-01	987.	122.	366.	2.5	4.6
240	8	15/	5.3KVA	82.	29.2E-01	1215.	79.	608.	8.6	1.6
240	31	15/	5.3KVA	88.	30.8E-01	1256.	94.	637.	12.3	2.4
239	21	10/	5.4KVA	77.	25.9E-01	1050.	92.	308.	3.0	2.8
239	41	10/	5.4KVA	77.	25.8E-01	1026.	95.	311.	2.7	3.7
239	43	10/	5.4KVA	81.	27.7E-01	1064.	102.	327.	4.8	4.0
240	9	15/	5.4KVA	81.	26.9E-01	1183.	80.	574.	6.1	1.6
240	52	15/	5.4KVA	81.	27.7E-01	1153.	86.	595.	6.5	2.9
241	49	15/	5.4KVA	107.	36.6E-01	1604.	100.	670.	32.1	3.2
239	42	10/	5.5KVA	78.	25.1E-01	1031.	100.	311.	2.5	3.8
239	63	10/	5.5KVA	78.	25.9E-01	1009.	103.	317.	3.2	5.3
240	53	15/	5.5KVA	81.	26.4E-01	1140.	89.	578.	5.3	3.0
238	70	10/	5.5KVA	83.	27.5E-01	953.	131.	364.	2.5	6.7
241	3	15/	5.5KVA	90.	29.7E-01	1441.	66.	576.	14.7	1.3
241	26	15/	5.5KVA	95.	31.4E-01	1475.	78.	599.	19.7	1.9
239	22	10/	5.6KVA	78.	24.9E-01	1050.	96.	304.	2.6	2.9
239	44	10/	5.6KVA	79.	25.1E-01	1033.	103.	310.	3.3	4.0
239	64	10/	5.6KVA	79.	24.8E-01	1007.	107.	314.	2.7	5.5
240	10	15/	5.6KVA	81.	25.6E-01	1174.	82.	558.	5.0	1.6
240	54	15/	5.6KVA	82.	25.5E-01	1136.	92.	567.	4.6	3.1
240	32	15/	5.6KVA	84.	26.6E-01	1181.	91.	575.	7.2	2.3
238	71	10/	5.6KVA	86.	27.1E-01	965.	138.	368.	2.4	6.9
240	55	15/	5.6KVA	90.	28.1E-01	1218.	108.	607.	10.4	3.7
239	23	10/	5.7KVA	80.	24.1E-01	1054.	100.	303.	2.3	3.0
240	11	15/	5.7KVA	81.	24.6E-01	1168.	85.	546.	4.2	1.7
241	4	15/	5.7KVA	87.	26.6E-01	1384.	66.	536.	10.2	1.3
238	72	10/	5.7KVA	89.	26.8E-01	977.	146.	372.	2.3	7.2
241	27	15/	5.7KVA	89.	26.7E-01	1382.	75.	540.	12.1	1.9
239	45	10/	5.8KVA	80.	23.8E-01	1028.	107.	305.	2.6	4.2
239	65	10/	5.8KVA	81.	23.9E-01	1006.	112.	312.	2.4	5.7

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AEELP
239	24	10/	5.8KVA	82.	23.7E-01	1065.	105.	305.	2.2	3.1
240	12	15/	5.8KVA	82.	23.8E-01	1168.	89.	537.	3.8	1.7
240	33	15/	5.8KVA	83.	24.6E-01	1154.	93.	547.	5.3	2.4
239	67	10/	5.8KVA	85.	25.2E-01	1040.	120.	326.	4.0	6.2
241	5	15/	5.8KVA	86.	24.8E-01	1356.	67.	514.	7.8	1.3
240	13	15/	5.8KVA	87.	25.8E-01	1222.	97.	563.	7.6	1.9
241	50	15/	5.8KVA	95.	28.0E-01	1411.	90.	562.	15.9	3.0
241	7	15/	5.8KVA	98.	28.6E-01	1485.	87.	561.	18.1	1.7
239	46	10/	5.9KVA	82.	22.9E-01	1029.	112.	303.	2.3	4.3
239	66	10/	5.9KVA	82.	23.4E-01	1013.	117.	314.	2.3	5.9
240	34	15/	5.9KVA	83.	23.5E-01	1146.	96.	533.	4.3	2.5
240	56	15/	5.9KVA	86.	24.5E-01	1154.	106.	554.	6.2	3.6
239	68	10/	6.0KVA	84.	23.0E-01	1014.	122.	312.	2.8	6.3
240	14	15/	6.0KVA	85.	23.3E-01	1179.	97.	527.	5.0	1.9
241	6	15/	6.0KVA	85.	23.6E-01	1339.	69.	498.	6.4	1.3
241	28	15/	6.0KVA	87.	24.2E-01	1337.	76.	508.	8.6	1.9
239	47	10/	6.1KVA	83.	22.3E-01	1036.	117.	305.	2.1	4.5
240	35	15/	6.1KVA	84.	22.7E-01	1145.	100.	525.	3.8	2.5
240	57	15/	6.1KVA	86.	22.7E-01	1129.	108.	529.	4.6	3.7
241	29	15/	6.1KVA	86.	22.7E-01	1311.	77.	488.	6.6	2.0
240	37	15/	6.1KVA	90.	23.5E-01	1190.	112.	539.	6.4	2.9
241	51	15/	6.1KVA	90.	24.0E-01	1328.	87.	509.	9.9	3.0
239	69	10/	6.2KVA	85.	21.9E-01	1012.	127.	310.	2.3	6.5
240	15	15/	6.2KVA	85.	22.0E-01	1167.	100.	511.	3.9	2.0
240	36	15/	6.2KVA	85.	22.0E-01	1145.	104.	518.	3.4	2.6
239	48	10/	6.2KVA	86.	21.9E-01	1047.	123.	308.	2.0	4.7
241	8	15/	6.2KVA	90.	23.5E-01	1366.	82.	494.	9.9	1.6
241	31	15/	6.2KVA	98.	25.5E-01	1423.	99.	529.	14.8	2.4
241	30	15/	6.3KVA	86.	21.6E-01	1296.	79.	474.	5.4	2.0
240	58	15/	6.3KVA	87.	21.8E-01	1125.	112.	520.	3.8	3.8
241	52	15/	6.3KVA	88.	21.9E-01	1290.	88.	482.	7.1	3.0
240	16	15/	6.4KVA	86.	21.1E-01	1167.	104.	502.	3.4	2.1
239	70	10/	6.4KVA	87.	21.1E-01	1014.	133.	310.	2.1	6.7
240	38	15/	6.4KVA	88.	21.3E-01	1154.	112.	508.	4.3	2.9
240	59	15/	6.4KVA	88.	20.9E-01	1122.	117.	511.	3.3	3.9
241	9	15/	6.4KVA	88.	21.1E-01	1317.	82.	462.	6.6	1.6
240	19	15/	6.4KVA	90.	21.5E-01	1197.	113.	509.	4.9	2.2
240	17	15/	6.5KVA	88.	20.6E-01	1174.	109.	499.	3.1	2.1
241	53	15/	6.5KVA	88.	20.6E-01	1271.	91.	467.	5.6	3.1
239	71	10/	6.5KVA	89.	20.6E-01	1022.	140.	313.	1.9	7.0
241	32	15/	6.5KVA	91.	21.2E-01	1319.	95.	470.	8.2	2.4
240	61	15/	6.5KVA	93.	21.6E-01	1162.	129.	524.	5.5	4.4
241	55	15/	6.5KVA	99.	23.1E-01	1373.	113.	507.	12.4	3.8
241	10	15/	6.6KVA	87.	19.8E-01	1296.	84.	446.	5.0	1.7
240	39	15/	6.6KVA	89.	20.3E-01	1146.	117.	496.	3.5	3.0
240	60	15/	6.6KVA	89.	20.4E-01	1125.	122.	508.	3.1	4.1
240	18	15/	6.6KVA	90.	20.2E-01	1181.	114.	496.	2.9	2.2
241	54	15/	6.7KVA	88.	19.7E-01	1257.	94.	455.	4.6	3.1
240	20	15/	6.7KVA	90.	20.0E-01	1178.	116.	490.	3.5	2.3

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
239	72	10/	6.7KVA	92.	20.2E-01	1033.	147.	318.	1.8	7.3
241	11	15/	6.8KVA	88.	18.8E-01	1286.	87.	435.	4.1	1.7
240	40	15/	6.8KVA	90.	19.4E-01	1144.	121.	488.	3.0	3.1
241	33	15/	6.8KVA	90.	19.2E-01	1278.	95.	443.	5.6	2.4
240	62	15/	6.8KVA	92.	19.7E-01	1130.	131.	498.	3.8	4.4
240	43	15/	6.8KVA	94.	19.8E-01	1172.	130.	496.	4.2	3.3
241	13	15/	6.8KVA	95.	20.6E-01	1358.	101.	462.	8.6	2.0
241	12	15/	6.9KVA	88.	18.1E-01	1281.	90.	427.	3.5	1.8
240	21	15/	6.9KVA	91.	19.1E-01	1175.	120.	480.	3.0	2.4
240	41	15/	6.9KVA	92.	19.1E-01	1155.	128.	488.	2.8	3.2
241	56	15/	6.9KVA	94.	19.4E-01	1278.	109.	455.	6.9	3.7
241	34	15/	7.0KVA	89.	18.0E-01	1259.	98.	429.	4.3	2.5
240	22	15/	7.0KVA	93.	18.6E-01	1186.	127.	479.	2.7	2.5
240	63	15/	7.0KVA	93.	18.7E-01	1125.	136.	488.	3.1	4.6
241	14	15/	7.1KVA	92.	18.1E-01	1298.	100.	428.	5.3	2.0
240	44	15/	7.1KVA	94.	18.5E-01	1158.	134.	481.	3.2	3.4
240	42	15/	7.1KVA	95.	18.7E-01	1166.	134.	489.	2.6	3.3
241	35	15/	7.2KVA	90.	17.3E-01	1253.	102.	422.	3.5	2.6
241	57	15/	7.2KVA	92.	17.6E-01	1243.	111.	433.	4.8	3.8
240	64	15/	7.2KVA	95.	18.2E-01	1129.	143.	486.	2.7	4.8
240	23	15/	7.2KVA	96.	18.2E-01	1197.	133.	478.	2.5	2.6
241	37	15/	7.2KVA	97.	18.6E-01	1316.	116.	446.	7.1	2.9
241	15	15/	7.3KVA	91.	16.9E-01	1278.	102.	413.	3.9	2.0
240	45	15/	7.3KVA	96.	17.7E-01	1155.	140.	473.	2.7	3.5
240	67	15/	7.3KVA	99.	18.2E-01	1151.	153.	491.	3.6	5.2
241	36	15/	7.4KVA	91.	16.6E-01	1250.	106.	416.	3.0	2.7
241	58	15/	7.4KVA	93.	16.7E-01	1230.	115.	422.	3.7	3.9
240	65	15/	7.4KVA	98.	17.8E-01	1136.	150.	486.	2.5	5.0
240	24	15/	7.4KVA	99.	18.0E-01	1216.	140.	482.	2.4	2.7
241	16	15/	7.5KVA	92.	16.0E-01	1269.	106.	404.	3.1	2.1
241	38	15/	7.5KVA	94.	16.5E-01	1263.	115.	416.	4.4	2.9
240	46	15/	7.5KVA	98.	17.2E-01	1167.	147.	474.	2.4	3.7
240	66	15/	7.5KVA	100.	17.5E-01	1147.	158.	489.	2.4	5.1
241	59	15/	7.6KVA	93.	15.8E-01	1218.	119.	413.	3.0	4.0
241	19	15/	7.6KVA	97.	16.8E-01	1314.	117.	419.	5.2	2.3
240	68	15/	7.6KVA	100.	16.9E-01	1136.	158.	476.	2.7	5.3
241	61	15/	7.6KVA	100.	17.1E-01	1278.	133.	438.	6.1	4.5
241	17	15/	7.7KVA	93.	15.4E-01	1269.	110.	399.	2.7	2.1
240	47	15/	7.7KVA	101.	17.0E-01	1182.	155.	477.	2.3	3.9
241	39	15/	7.8KVA	94.	15.4E-01	1245.	119.	404.	3.3	3.0
241	60	15/	7.8KVA	95.	15.4E-01	1222.	124.	413.	2.7	4.1
240	48	15/	7.8KVA	104.	16.7E-01	1197.	163.	481.	2.2	4.0
241	18	15/	7.9KVA	95.	15.1E-01	1277.	115.	399.	2.4	2.2
241	20	15/	7.9KVA	96.	15.2E-01	1277.	118.	399.	3.4	2.3
240	69	15/	7.9KVA	102.	16.3E-01	1140.	166.	475.	2.4	5.5
241	40	15/	8.0KVA	95.	14.6E-01	1238.	123.	397.	2.7	3.1
241	52	15/	8.0KVA	98.	15.2E-01	1232.	134.	413.	3.8	4.5
241	43	15/	8.0KVA	100.	15.3E-01	1276.	134.	412.	4.4	3.4

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
242	1	30/	8.0KVA	120.	18.4E-01	1831.	105.	1303.	26.7	1.0
240	70	15/	8.1KVA	105.	16.0E-01	1152.	175.	478.	2.2	5.8
241	21	15/	8.2KVA	96.	14.3E-01	1268.	123.	390.	2.7	2.4
241	41	15/	8.2KVA	97.	14.2E-01	1242.	129.	396.	2.3	3.2
241	63	15/	8.3KVA	98.	14.2E-01	1216.	139.	403.	2.9	4.6
240	71	15/	8.3KVA	109.	15.7E-01	1167.	185.	484.	2.1	6.0
241	22	15/	8.4KVA	98.	13.8E-01	1272.	128.	388.	2.3	2.5
241	42	15/	8.4KVA	99.	13.9E-01	1251.	135.	397.	2.1	3.4
241	44	15/	8.4KVA	99.	14.0E-01	1250.	137.	396.	3.0	3.5
241	64	15/	8.5KVA	100.	13.6E-01	1213.	144.	399.	2.4	4.8
242	2	30/	8.5KVA	111.	15.3E-01	1688.	100.	1158.	14.7	.9
240	72	15/	8.5KVA	112.	15.5E-01	1183.	194.	490.	2.0	6.3
242	25	30/	8.5KVA	120.	16.6E-01	1757.	119.	1214.	22.1	1.4
241	23	15/	8.6KVA	101.	13.5E-01	1284.	135.	390.	2.1	2.6
241	67	15/	8.6KVA	105.	14.0E-01	1248.	157.	413.	3.7	5.3
241	45	15/	8.7KVA	101.	13.2E-01	1242.	142.	390.	2.3	3.6
241	65	15/	8.7KVA	102.	13.2E-01	1218.	151.	400.	2.1	5.0
241	24	15/	8.8KVA	103.	13.3E-01	1298.	141.	392.	1.9	2.7
242	3	30/	8.8KVA	108.	13.8E-01	1627.	100.	1087.	9.9	.9
241	46	15/	8.9KVA	103.	12.8E-01	1246.	149.	389.	2.0	3.7
242	26	30/	8.9KVA	112.	13.9E-01	1628.	114.	1084.	12.3	1.4
242	49	30/	8.9KVA	122.	15.2E-01	1699.	136.	1150.	18.9	2.2
241	66	15/	9.0KVA	105.	12.9E-01	1227.	159.	403.	1.9	5.2
241	68	15/	9.0KVA	105.	12.8E-01	1220.	161.	398.	2.5	5.4
241	47	15/	9.1KVA	105.	12.5E-01	1259.	156.	393.	1.9	3.9
242	4	30/	9.1KVA	108.	13.0E-01	1598.	103.	1044.	7.4	1.0
243	1	30/	9.2KVA	144.	16.8E-01	2270.	114.	1104.	36.1	1.0
241	69	15/	9.3KVA	107.	12.2E-01	1221.	168.	398.	2.1	5.6
241	48	15/	9.3KVA	108.	12.3E-01	1273.	164.	397.	1.7	4.0
242	5	30/	9.3KVA	108.	12.4E-01	1582.	106.	1015.	6.0	1.0
242	27	30/	9.3KVA	110.	12.6E-01	1576.	115.	1023.	8.4	1.4
242	50	30/	9.4KVA	115.	12.8E-01	1581.	132.	1033.	10.6	2.2
242	6	30/	9.5KVA	109.	12.0E-01	1579.	110.	998.	5.1	1.0
242	7	30/	9.5KVA	117.	12.9E-01	1658.	126.	1024.	11.6	1.2
241	70	15/	9.6KVA	109.	11.8E-01	1226.	177.	400.	1.8	5.8
242	28	30/	9.6KVA	110.	11.9E-01	1549.	119.	986.	6.3	1.5
243	25	30/	9.7KVA	142.	14.8E-01	2152.	129.	1026.	29.5	1.5
242	29	30/	9.8KVA	110.	11.4E-01	1541.	123.	964.	5.2	1.5
241	71	15/	9.8KVA	113.	11.6E-01	1239.	186.	405.	1.7	6.0
242	51	30/	9.8KVA	113.	11.7E-01	1532.	133.	977.	7.3	2.2
242	8	30/	9.9KVA	113.	11.5E-01	1589.	126.	954.	7.1	1.2
242	30	30/	10.0KVA	111.	11.0E-01	1535.	128.	945.	4.4	1.6
242	31	30/	10.0KVA	119.	11.7E-01	1605.	144.	969.	9.7	1.8
243	2	30/	10.0KVA	130.	13.0E-01	2037.	106.	953.	18.9	1.0
242	52	30/	10.1KVA	113.	11.0E-01	1512.	138.	947.	5.6	2.3
241	72	15/	10.1KVA	116.	11.4E-01	1253.	196.	412.	1.6	6.3
242	9	30/	10.2KVA	113.	10.7E-01	1562.	129.	918.	5.2	1.2

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
242	53	30/	10.3KVA	114.	10.6E-01	1505.	143.	929.	4.6	2.3
243	49	30/	10.3KVA	142.	13.4E-01	2058.	146.	971.	24.9	2.3
243	3	30/	10.4KVA	125.	11.3E-01	1936.	105.	880.	12.2	1.0
242	10	30/	10.5KVA	114.	10.2E-01	1556.	134.	896.	4.2	1.3
242	32	30/	10.5KVA	116.	10.5E-01	1545.	145.	908.	6.1	1.8
243	26	30/	10.5KVA	130.	11.7E-01	1947.	121.	893.	15.6	1.5
242	54	30/	10.6KVA	116.	10.2E-01	1499.	149.	913.	3.9	2.4
242	11	30/	10.7KVA	115.	99.5E-02	1555.	140.	882.	3.6	1.3
242	55	30/	10.7KVA	124.	10.6E-01	1558.	168.	924.	8.0	2.8
242	33	30/	10.8KVA	117.	99.3E-02	1526.	149.	880.	4.5	1.8
242	13	30/	10.8KVA	121.	10.2E-01	1598.	151.	891.	6.4	1.4
243	4	30/	10.8KVA	123.	10.4E-01	1880.	106.	835.	8.7	1.0
242	12	30/	11.0KVA	118.	97.5E-02	1565.	146.	877.	3.2	1.4
243	27	30/	11.0KVA	126.	10.3E-01	1860.	120.	831.	10.2	1.5
243	30	30/	11.0KVA	132.	10.7E-01	1877.	139.	855.	13.4	2.2
242	34	30/	11.1KVA	118.	94.7E-02	1516.	155.	858.	3.6	1.9
243	5	30/	11.1KVA	122.	97.8E-02	1850.	109.	807.	6.8	1.0
243	7	30/	11.1KVA	134.	10.8E-01	1958.	133.	842.	14.5	1.2
242	14	30/	11.2KVA	120.	94.7E-02	1561.	154.	851.	4.3	1.5
242	56	30/	11.2KVA	122.	96.5E-02	1507.	170.	873.	5.1	2.8
244	1	45/	11.2KVA	143.	11.3E-01	2135.	133.	1793.	24.3	.8
242	35	30/	11.4KVA	120.	92.0E-02	1521.	162.	851.	3.2	2.0
243	6	30/	11.4KVA	122.	93.1E-02	1829.	113.	786.	5.5	1.0
243	28	30/	11.4KVA	124.	94.6E-02	1808.	123.	790.	7.3	1.5
242	15	30/	11.6KVA	121.	90.2E-02	1556.	161.	832.	3.4	1.5
242	57	30/	11.6KVA	122.	90.5E-02	1487.	176.	845.	3.8	2.9
242	36	30/	11.6KVA	123.	90.2E-02	1531.	170.	848.	2.9	2.1
242	37	30/	11.6KVA	126.	92.9E-02	1554.	177.	850.	5.2	2.2
243	51	30/	11.6KVA	128.	94.9E-02	1796.	139.	797.	8.7	2.3
243	29	30/	11.7KVA	123.	89.1E-02	1781.	126.	766.	5.7	1.5
243	8	30/	11.7KVA	127.	92.0E-02	1843.	130.	768.	8.4	1.2
243	31	30/	11.7KVA	135.	97.4E-02	1880.	152.	800.	12.0	1.8
244	25	45/	11.8KVA	144.	10.2E-01	2056.	151.	1672.	20.3	1.2
242	16	30/	11.9KVA	124.	87.7E-02	1567.	169.	825.	2.9	1.6
242	58	30/	11.9KVA	125.	87.3E-02	1487.	185.	835.	3.2	3.0
244	2	45/	11.9KVA	135.	95.0E-02	1999.	129.	1604.	13.6	.8
243	30	30/	12.0KVA	124.	84.9E-02	1765.	131.	748.	4.6	1.6
243	52	30/	12.0KVA	126.	87.6E-02	1753.	142.	764.	6.4	2.3
242	38	30/	12.1KVA	126.	86.1E-02	1528.	182.	818.	3.6	2.2
242	17	30/	12.1KVA	127.	85.6E-02	1578.	177.	821.	2.6	1.6
243	9	30/	12.2KVA	126.	84.2E-02	1798.	133.	733.	5.8	1.2
242	59	30/	12.2KVA	127.	85.0E-02	1492.	194.	830.	2.8	3.1
242	19	30/	12.2KVA	129.	85.7E-02	1587.	184.	813.	4.0	1.7
243	53	30/	12.3KVA	126.	82.6E-02	1728.	147.	743.	5.0	2.4
242	39	30/	12.4KVA	128.	82.5E-02	1529.	190.	806.	2.9	2.3
243	32	30/	12.4KVA	129.	83.7E-02	1778.	150.	736.	7.1	1.8
242	18	30/	12.4KVA	130.	84.5E-02	1602.	186.	824.	2.5	1.7
242	61	30/	12.4KVA	132.	85.6E-02	1519.	206.	829.	4.5	3.4
244	3	45/	12.4KVA	133.	86.4E-02	1946.	131.	1513.	9.3	.8
244	49	45/	12.4KVA	147.	94.7E-02	1995.	172.	1590.	17.7	1.8
242	60	30/	12.5KVA	131.	83.3E-02	1504.	203.	831.	2.6	3.2



NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
244	26	45/	12.5KVA	137.	86.6E-02	1935.	147.	1505.	11.5	1.2
243	10	30/	12.6KVA	126.	78.9E-02	1773.	137.	710.	4.4	1.3
243	55	30/	12.6KVA	138.	87.1E-02	1804.	176.	765.	9.7	2.8
243	54	30/	12.7KVA	127.	78.8E-02	1713.	153.	728.	4.1	2.4
242	20	30/	12.7KVA	131.	80.7E-02	1578.	191.	793.	2.9	1.8
244	4	45/	12.7KVA	133.	81.4E-02	1925.	135.	1460.	7.1	.8
242	40	30/	12.8KVA	131.	80.4E-02	1541.	200.	803.	2.6	2.4
243	13	30/	12.8KVA	134.	81.7E-02	1829.	157.	723.	7.5	1.5
243	11	30/	12.9KVA	127.	75.4E-02	1762.	143.	696.	3.6	1.3
243	33	30/	12.9KVA	128.	76.8E-02	1737.	153.	705.	4.9	1.9
242	62	30/	12.9KVA	133.	79.4E-02	1495.	213.	802.	3.1	3.5
244	27	45/	13.0KVA	135.	79.4E-02	1892.	151.	1429.	7.9	1.2
244	5	45/	13.1KVA	133.	77.8E-02	1914.	140.	1422.	5.7	.9
242	21	30/	13.1KVA	134.	78.2E-02	1591.	201.	788.	2.5	1.9
242	41	30/	13.1KVA	135.	78.5E-02	1553.	210.	802.	2.3	2.5
242	43	30/	13.1KVA	135.	78.2E-02	1549.	213.	790.	3.4	2.6
243	12	30/	13.2KVA	129.	73.3E-02	1766.	149.	691.	3.1	1.4
243	56	30/	13.2KVA	134.	76.0E-02	1721.	176.	713.	5.8	2.9
244	50	45/	13.2KVA	140.	80.6E-02	1885.	170.	1440.	10.1	1.8
243	34	30/	13.3KVA	129.	72.1E-02	1715.	159.	685.	3.7	1.9
242	33	30/	13.3KVA	136.	76.6E-02	1501.	224.	797.	2.6	3.6
242	42	30/	13.3KVA	139.	77.6E-02	1577.	221.	808.	2.2	2.6
244	7	45/	13.3KVA	142.	80.5E-02	1971.	161.	1420.	10.8	1.0
243	14	30/	13.4KVA	132.	73.2E-02	1771.	159.	684.	4.7	1.5
244	6	45/	13.4KVA	135.	74.7E-02	1906.	145.	1387.	4.8	.9
242	22	30/	13.4KVA	138.	76.4E-02	1610.	211.	787.	2.2	2.0
244	28	45/	13.5KVA	135.	74.5E-02	1867.	156.	1376.	6.0	1.2
242	44	30/	13.6KVA	138.	74.5E-02	1550.	223.	779.	2.6	2.7
243	35	30/	13.7KVA	130.	69.4E-02	1712.	165.	677.	3.1	2.0
243	37	30/	13.7KVA	138.	73.0E-02	1764.	183.	695.	6.0	2.2
244	51	45/	13.7KVA	139.	73.6E-02	1839.	173.	1364.	6.9	1.9
242	64	30/	13.7KVA	140.	74.7E-02	1514.	236.	798.	2.3	3.8
242	23	30/	13.7KVA	143.	75.5E-02	1641.	223.	794.	2.1	2.0
243	57	30/	13.8KVA	133.	69.5E-02	1679.	181.	684.	4.0	2.9
244	29	45/	13.8KVA	137.	71.7E-02	1864.	162.	1348.	5.0	1.3
245	1	45/	13.8KVA	188.	97.8E-02	2945.	150.	1378.	36.9	.9
243	15	30/	13.9KVA	132.	68.2E-02	1747.	164.	663.	3.4	1.5
244	8	45/	13.9KVA	140.	72.3E-02	1914.	163.	1333.	6.8	1.0
242	67	30/	13.9KVA	142.	73.4E-02	1518.	244.	787.	3.0	4.0
243	36	30/	14.0KVA	133.	67.6E-02	1718.	173.	674.	2.7	2.1
242	45	30/	14.0KVA	142.	72.2E-02	1564.	234.	778.	2.2	2.8
242	65	30/	14.0KVA	145.	73.3E-02	1533.	249.	803.	2.1	3.9
242	24	30/	14.0KVA	147.	74.4E-02	1666.	235.	799.	2.0	2.1
243	58	30/	14.2KVA	135.	66.2E-02	1670.	188.	673.	3.2	3.0
244	30	45/	14.2KVA	139.	69.0E-02	1858.	169.	1318.	4.2	1.3
244	52	45/	14.2KVA	140.	69.6E-02	1822.	180.	1323.	5.3	1.9
244	31	45/	14.2KVA	146.	71.9E-02	1908.	188.	1326.	8.6	1.5
243	16	30/	14.3KVA	134.	65.3E-02	1744.	171.	654.	2.7	1.6
242	66	30/	14.3KVA	149.	72.2E-02	1551.	262.	809.	2.0	4.1
243	38	30/	14.4KVA	136.	65.7E-02	1713.	186.	662.	3.8	2.3
244	9	45/	14.4KVA	140.	67.9E-02	1896.	169.	1287.	5.0	1.0
242	68	30/	14.4KVA	146.	70.0E-02	1519.	256.	780.	2.3	4.1

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
242	46	30/	14.4KVA	147.	70.9E-02	1589.	248.	784.	2.0	3.0
244	53	45/	14.5KVA	142.	67.0E-02	1820.	188.	1299.	4.4	2.0
243	17	30/	14.6KVA	136.	63.5E-02	1756.	180.	653.	2.4	1.7
243	59	30/	14.6KVA	137.	63.8E-02	1669.	197.	669.	2.6	3.1
243	19	30/	14.6KVA	140.	66.0E-02	1782.	189.	662.	4.3	1.8
243	61	30/	14.6KVA	144.	66.9E-02	1713.	213.	686.	5.1	3.4
245	25	45/	14.6KVA	185.	86.6E-02	2790.	169.	1286.	30.3	1.3
242	47	30/	14.7KVA	152.	69.8E-02	1615.	262.	791.	1.9	3.1
244	10	45/	14.8KVA	142.	64.7E-02	1890.	176.	1253.	4.0	1.1
243	39	30/	14.9KVA	137.	61.8E-02	1697.	193.	648.	2.8	2.3
244	32	45/	14.9KVA	145.	65.2E-02	1863.	192.	1255.	5.6	1.5
244	54	45/	14.9KVA	145.	64.8E-02	1821.	197.	1279.	3.8	2.1
244	55	45/	14.9KVA	151.	67.6E-02	1863.	213.	1288.	7.8	2.3
242	69	30/	14.9KVA	151.	67.8E-02	1533.	271.	782.	2.0	4.3
243	18	30/	15.0KVA	139.	62.1E-02	1769.	188.	653.	2.1	1.7
243	60	30/	15.0KVA	140.	62.1E-02	1676.	207.	669.	2.3	3.3
245	2	45/	15.0KVA	171.	75.5E-02	2656.	141.	1202.	19.5	.8
244	11	45/	15.1KVA	145.	63.0E-02	1903.	185.	1241.	3.5	1.1
242	48	30/	15.1KVA	157.	69.1E-02	1646.	276.	801.	1.8	3.2
248	1	75/	15.1KVA	196.	85.6E-02	2788.	208.	3234.	52.0	.7
243	20	30/	15.2KVA	140.	60.7E-02	1752.	195.	640.	2.9	1.8
243	40	30/	15.3KVA	140.	59.6E-02	1703.	203.	645.	2.3	2.4
243	62	30/	15.3KVA	143.	60.7E-02	1672.	218.	659.	3.3	3.5
242	70	30/	15.3KVA	156.	66.6E-02	1558.	287.	791.	1.9	4.5
245	49	45/	15.3KVA	186.	78.9E-02	2671.	191.	1227.	26.1	2.0
244	33	45/	15.4KVA	146.	61.4E-02	1848.	199.	1217.	4.2	1.6
244	13	45/	15.4KVA	150.	63.0E-02	1921.	200.	1222.	5.7	1.2
244	12	45/	15.5KVA	148.	61.6E-02	1917.	194.	1231.	3.1	1.2
243	43	30/	15.6KVA	146.	59.8E-02	1728.	219.	651.	3.6	2.6
244	56	45/	15.6KVA	151.	61.4E-02	1819.	218.	1222.	5.1	2.3
243	21	30/	15.7KVA	143.	57.7E-02	1749.	204.	632.	2.3	1.9
243	41	30/	15.7KVA	144.	58.1E-02	1716.	213.	647.	2.0	2.5
242	71	30/	15.7KVA	162.	65.9E-02	1589.	304.	804.	1.8	4.7
245	3	45/	15.8KVA	164.	65.0E-02	2517.	140.	1109.	12.4	.8
245	26	45/	15.8KVA	170.	67.6E-02	2530.	160.	1129.	16.1	1.2
243	63	30/	15.9KVA	145.	57.1E-02	1658.	227.	649.	2.5	3.6
244	34	45/	15.9KVA	149.	59.0E-02	1851.	209.	1195.	3.4	1.7
244	14	45/	16.0KVA	151.	58.7E-02	1905.	207.	1180.	4.0	1.3
242	72	30/	16.0KVA	169.	65.3E-02	1620.	322.	817.	1.7	4.9
243	22	30/	16.1KVA	147.	56.2E-02	1769.	215.	634.	1.9	2.0
243	42	30/	16.1KVA	147.	56.8E-02	1730.	224.	649.	1.8	2.7
243	44	30/	16.2KVA	147.	55.5E-02	1704.	226.	635.	2.5	2.7
244	57	45/	16.2KVA	153.	57.8E-02	1808.	228.	1188.	3.8	2.4
244	37	45/	16.2KVA	155.	58.9E-02	1874.	225.	1185.	5.1	1.8
248	2	75/	16.2KVA	181.	68.6E-02	2548.	197.	2853.	30.7	.7
244	35	45/	16.3KVA	152.	57.2E-02	1858.	219.	1181.	3.0	1.7
248	25	75/	16.3KVA	196.	73.7E-02	2647.	235.	2929.	40.5	1.0
243	64	30/	16.4KVA	148.	55.2E-02	1664.	239.	650.	2.0	3.8
245	4	45/	16.4KVA	160.	59.1E-02	2441.	142.	1054.	8.9	.9
243	23	30/	16.5KVA	151.	55.0E-02	1790.	226.	638.	1.7	2.1
243	67	30/	16.5KVA	153.	56.0E-02	1686.	251.	656.	3.2	4.0
244	15	45/	16.6KVA	154.	55.8E-02	1902.	216.	1151.	3.1	1.3
244	36	45/	16.6KVA	157.	56.3E-02	1881.	230.	1181.	2.7	1.8
245	50	45/	16.6KVA	171.	62.2E-02	2434.	183.	1084.	13.9	1.9

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
244	58	45/	16.7KVA	156.	55.6E-02	1808.	239.	1169.	3.1	2.5
245	27	45/	16.7KVA	164.	58.9E-02	2410.	160.	1049.	10.4	1.3
245	7	45/	16.7KVA	175.	62.7E-02	2543.	176.	1070.	15.2	1.1
243	45	30/	16.8KVA	150.	53.1E-02	1710.	238.	633.	2.0	2.9
243	65	30/	16.8KVA	153.	53.8E-02	1678.	252.	654.	1.8	3.9
243	24	30/	16.9KVA	155.	53.9E-02	1812.	237.	643.	1.6	2.1
244	38	45/	16.9KVA	156.	54.7E-02	1856.	234.	1143.	3.6	1.9
245	5	45/	16.9KVA	160.	55.5E-02	2404.	147.	1022.	6.9	.9
244	16	45/	17.0KVA	158.	54.4E-02	1925.	228.	1145.	2.7	1.4
248	3	75/	17.0KVA	174.	59.6E-02	2425.	194.	2626.	20.7	.7
244	59	45/	17.1KVA	160.	54.2E-02	1822.	252.	1164.	2.7	2.6
243	68	30/	17.2KVA	155.	52.2E-02	1670.	261.	647.	2.2	4.2
243	66	30/	17.2KVA	157.	52.7E-02	1693.	265.	660.	1.6	4.1
243	46	30/	17.3KVA	155.	51.8E-02	1731.	251.	639.	1.7	3.0
245	28	45/	17.3KVA	162.	54.0E-02	2350.	164.	1005.	7.5	1.3
245	6	45/	17.4KVA	159.	52.2E-02	2365.	151.	990.	5.4	.9
244	39	45/	17.4KVA	160.	52.5E-02	1863.	246.	1127.	2.9	2.0
244	19	45/	17.4KVA	162.	53.6E-02	1932.	242.	1127.	3.7	1.5
244	17	45/	17.4KVA	163.	53.3E-02	1949.	240.	1142.	2.5	1.4
245	51	45/	17.4KVA	167.	54.6E-02	2330.	184.	1015.	9.1	1.9
248	26	75/	17.4KVA	183.	60.1E-02	2438.	224.	2605.	24.3	1.0
246	1	75/	17.4KVA	185.	60.4E-02	2692.	185.	2596.	23.6	.6
248	49	75/	17.4KVA	199.	65.8E-02	2538.	266.	2724.	33.6	1.5
244	60	45/	17.5KVA	165.	53.3E-02	1844.	265.	1167.	2.5	2.7
244	61	45/	17.5KVA	165.	53.6E-02	1835.	268.	1146.	4.2	2.8
243	47	30/	17.7KVA	159.	50.7E-02	1753.	264.	646.	1.5	3.1
245	8	45/	17.7KVA	166.	52.8E-02	2390.	173.	978.	8.7	1.1
243	69	30/	17.8KVA	159.	50.1E-02	1677.	275.	648.	1.8	4.3
245	29	45/	17.8KVA	161.	50.5E-02	2307.	169.	972.	5.7	1.3
244	18	45/	17.8KVA	168.	52.6E-02	1981.	253.	1146.	2.3	1.5
248	4	75/	17.8KVA	170.	53.8E-02	2350.	195.	2467.	15.1	.7
244	40	45/	17.9KVA	164.	51.0E-02	1879.	259.	1120.	2.5	2.0
245	31	45/	17.9KVA	176.	54.9E-02	2417.	203.	1005.	11.9	1.6
244	20	45/	18.0KVA	165.	50.5E-02	1930.	252.	1099.	2.8	1.5
245	52	45/	18.1KVA	165.	50.1E-02	2274.	189.	975.	6.6	2.0
243	48	30/	18.1KVA	165.	50.0E-02	1782.	279.	656.	1.4	3.3
245	30	45/	18.3KVA	161.	47.9E-02	2281.	175.	949.	4.6	1.4
243	70	30/	18.3KVA	164.	48.6E-02	1691.	290.	655.	1.6	4.5
244	62	45/	18.3KVA	168.	50.1E-02	1825.	280.	1116.	3.0	3.0
248	27	75/	18.3KVA	177.	52.7E-02	2336.	223.	2414.	16.5	1.0
244	43	45/	18.4KVA	169.	49.6E-02	1886.	275.	1098.	3.3	2.2
248	5	75/	18.4KVA	169.	49.8E-02	2304.	197.	2354.	11.6	.7
244	41	45/	18.4KVA	170.	50.2E-02	1909.	274.	1125.	2.3	2.1
246	25	75/	18.4KVA	187.	54.8E-02	2594.	210.	2429.	19.9	1.0
245	9	45/	18.5KVA	164.	48.1E-02	2330.	177.	935.	6.0	1.1
244	21	45/	18.6KVA	170.	48.9E-02	1955.	267.	1093.	2.3	1.6
246	2	75/	18.6KVA	177.	51.1E-02	2549.	183.	2361.	13.5	.6
248	50	75/	18.6KVA	188.	54.5E-02	2365.	257.	2450.	20.5	1.5
245	53	45/	18.7KVA	165.	47.0E-02	2234.	195.	946.	5.0	2.0
245	55	45/	18.7KVA	180.	51.4E-02	2344.	230.	986.	10.7	2.4
243	71	30/	18.8KVA	170.	47.8E-02	1719.	307.	667.	1.4	4.8
244	42	45/	18.8KVA	175.	49.3E-02	1933.	288.	1126.	2.1	2.2

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
248	6	75/	18.9KVA	169.	47.0E-02	2283.	202.	2272.	9.3	.7
245	32	45/	18.9KVA	170.	47.1E-02	2295.	203.	932.	7.0	1.6
244	63	45/	18.9KVA	172.	48.2E-02	1835.	295.	1107.	2.5	3.1
248	28	75/	19.0KVA	175.	48.1E-02	2279.	225.	2286.	12.2	1.0
245	10	45/	19.1KVA	164.	44.8E-02	2290.	183.	904.	4.4	1.1
244	44	45/	19.1KVA	174.	47.2E-02	1896.	290.	1083.	2.5	2.3
244	22	45/	19.1KVA	176.	47.9E-02	1988.	282.	1096.	2.1	1.7
245	54	45/	19.2KVA	166.	44.6E-02	2210.	202.	927.	4.1	2.1
243	72	30/	19.3KVA	175.	46.9E-02	1741.	323.	678.	1.3	5.0
248	7	75/	19.3KVA	190.	50.9E-02	2468.	246.	2308.	18.6	.8
246	3	75/	19.4KVA	175.	46.6E-02	2491.	187.	2238.	9.2	.7
244	64	45/	19.4KVA	178.	47.1E-02	1859.	313.	1110.	2.2	3.2
245	13	45/	19.5KVA	175.	45.8E-02	2355.	213.	914.	7.3	1.3
248	51	75/	19.5KVA	183.	48.0E-02	2268.	256.	2275.	14.0	1.5
245	11	45/	19.6KVA	165.	42.8E-02	2281.	190.	890.	3.6	1.1
246	26	75/	19.6KVA	180.	46.6E-02	2461.	209.	2215.	11.4	1.0
244	23	45/	19.6KVA	182.	47.3E-02	2029.	298.	1104.	2.0	1.8
245	33	45/	19.7KVA	169.	43.1E-02	2242.	208.	895.	4.8	1.6
248	29	75/	19.7KVA	174.	44.5E-02	2233.	229.	2177.	9.3	1.0
244	45	45/	19.7KVA	179.	45.8E-02	1921.	307.	1082.	2.2	2.4
246	49	75/	19.7KVA	191.	49.3E-02	2497.	243.	2271.	16.3	1.5
245	56	45/	19.8KVA	174.	44.2E-02	2228.	230.	918.	6.3	2.4
244	67	45/	19.8KVA	180.	46.1E-02	1852.	322.	1088.	2.9	3.4
244	65	45/	19.9KVA	184.	46.2E-02	1884.	330.	1115.	2.0	3.4
246	4	75/	20.0KVA	175.	43.4E-02	2454.	193.	2144.	6.8	.7
245	12	45/	20.1KVA	168.	41.5E-02	2283.	199.	883.	3.0	1.2
244	24	45/	20.1KVA	189.	46.8E-02	2071.	315.	1113.	1.9	1.9
248	30	75/	20.3KVA	175.	42.2E-02	2218.	235.	2113.	7.6	1.0
248	52	75/	20.3KVA	182.	43.9E-02	2214.	260.	2158.	10.3	1.5
248	8	75/	20.3KVA	184.	44.4E-02	2359.	244.	2131.	11.9	.8
244	46	45/	20.3KVA	186.	44.9E-02	1954.	325.	1088.	2.0	2.5
245	34	45/	20.4KVA	169.	40.3E-02	2207.	215.	870.	3.6	1.7
246	27	75/	20.4KVA	178.	42.6E-02	2408.	214.	2103.	7.8	1.0
244	66	45/	20.4KVA	191.	45.6E-02	1916.	349.	1126.	1.9	3.5
245	14	45/	20.5KVA	172.	40.8E-02	2278.	216.	866.	4.5	1.3
245	37	45/	20.5KVA	179.	42.7E-02	2283.	239.	897.	6.5	1.9
244	68	45/	20.5KVA	186.	44.0E-02	1862.	339.	1079.	2.2	3.5
246	5	75/	20.6KVA	177.	41.5E-02	2446.	201.	2094.	5.5	.7
245	57	45/	20.7KVA	173.	40.3E-02	2171.	237.	882.	4.3	2.5
248	31	75/	20.7KVA	196.	45.4E-02	2385.	281.	2150.	15.0	1.2
244	47	45/	20.8KVA	193.	44.4E-02	1995.	344.	1100.	1.9	2.7
246	50	75/	20.9KVA	186.	42.4E-02	2382.	244.	2086.	9.5	1.5
245	35	45/	21.0KVA	172.	38.9E-02	2210.	225.	864.	2.9	1.8
248	53	75/	21.0KVA	182.	40.9E-02	2183.	267.	2072.	8.0	1.6
246	6	75/	21.1KVA	179.	40.3E-02	2451.	210.	2061.	4.6	.7
246	7	75/	21.1KVA	188.	42.3E-02	2506.	233.	2060.	10.2	.8
246	28	75/	21.2KVA	179.	40.0E-02	2383.	222.	2030.	5.9	1.0
248	9	75/	21.2KVA	182.	40.4E-02	2307.	247.	2016.	8.4	.8
244	69	45/	21.2KVA	193.	42.7E-02	1888.	360.	1084.	1.9	3.7
247	1	75/	21.2KVA	234.	51.9E-02	3572.	203.	1998.	33.3	.7
245	15	45/	21.3KVA	173.	38.0E-02	2251.	224.	843.	3.3	1.4
244	48	45/	21.3KVA	201.	43.9E-02	2036.	363.	1113.	1.8	2.8

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
245	58	45/	21.4KVA	175.	38.1E-02	2153.	247.	867.	3.3	2.6
245	36	45/	21.5KVA	174.	37.5E-02	2206.	235.	857.	2.5	1.8
245	38	45/	21.5KVA	176.	37.9E-02	2204.	243.	850.	4.0	1.9
246	29	75/	21.7KVA	182.	38.3E-02	2377.	232.	1986.	4.7	1.1
248	54	75/	21.7KVA	183.	38.9E-02	2170.	275.	2016.	6.5	1.6
246	51	75/	21.8KVA	185.	38.8E-02	2337.	252.	1989.	6.5	1.6
248	32	75/	21.8KVA	191.	40.0E-02	2295.	281.	2001.	9.8	1.2
244	70	45/	21.8KVA	200.	41.9E-02	1921.	382.	1094.	1.8	3.9
245	16	45/	22.0KVA	176.	36.4E-02	2253.	234.	836.	2.6	1.4
245	59	45/	22.0KVA	178.	36.5E-02	2148.	258.	860.	2.7	2.7
248	10	75/	22.0KVA	182.	37.6E-02	2274.	253.	1934.	6.4	.9
245	19	45/	22.1KVA	183.	37.3E-02	2289.	253.	845.	4.3	1.5
246	8	75/	22.1KVA	186.	37.9E-02	2438.	237.	1935.	6.3	.8
245	61	45/	22.1KVA	187.	38.2E-02	2200.	282.	878.	5.2	3.0
246	31	75/	22.1KVA	193.	39.3E-02	2436.	263.	1971.	8.9	1.2
245	39	45/	22.3KVA	178.	35.5E-02	2184.	253.	834.	2.9	2.0
246	30	75/	22.3KVA	185.	37.2E-02	2383.	243.	1959.	4.0	1.1
244	71	45/	22.4KVA	209.	41.4E-02	1962.	405.	1111.	1.7	4.1
247	25	75/	22.4KVA	232.	46.2E-02	3392.	229.	1871.	27.7	1.0
245	17	45/	22.5KVA	180.	35.4E-02	2267.	246.	835.	2.2	1.5
248	55	75/	22.5KVA	205.	40.2E-02	2314.	328.	2014.	11.9	1.9
245	60	45/	22.6KVA	181.	35.5E-02	2153.	270.	860.	2.3	2.8
248	11	75/	22.6KVA	184.	35.9E-02	2270.	261.	1884.	5.2	.9
246	52	75/	22.6KVA	188.	36.8E-02	2321.	263.	1934.	5.0	1.6
248	33	75/	22.8KVA	190.	36.5E-02	2246.	285.	1898.	6.9	1.3
246	9	75/	22.9KVA	188.	35.6E-02	2422.	247.	1873.	4.6	.9
245	40	45/	23.0KVA	181.	34.1E-02	2186.	265.	829.	2.3	2.1
244	72	45/	23.0KVA	217.	40.9E-02	2003.	428.	1128.	1.6	4.3
247	2	75/	23.0KVA	217.	40.9E-02	3274.	196.	1782.	18.1	.7
245	20	45/	23.1KVA	183.	34.2E-02	2251.	261.	819.	2.8	1.6
245	18	45/	23.1KVA	184.	34.5E-02	2283.	258.	835.	1.9	1.5
245	62	45/	23.2KVA	187.	34.4E-02	2146.	290.	847.	3.3	3.0
248	12	75/	23.2KVA	187.	34.6E-02	2280.	271.	1853.	4.4	.9
246	53	75/	23.2KVA	191.	35.3E-02	2317.	275.	1898.	4.1	1.7
246	32	75/	23.3KVA	192.	35.3E-02	2372.	269.	1856.	5.6	1.2
248	13	75/	23.3KVA	201.	36.8E-02	2393.	299.	1889.	8.8	1.0
245	43	45/	23.4KVA	189.	34.4E-02	2219.	288.	837.	3.7	2.3
248	34	75/	23.6KVA	191.	34.3E-02	2229.	294.	1838.	5.4	1.3
246	10	75/	23.6KVA	192.	34.2E-02	2429.	259.	1839.	3.7	.9
245	41	45/	23.7KVA	186.	33.1E-02	2201.	279.	831.	2.0	2.2
246	54	75/	23.8KVA	195.	34.3E-02	2325.	288.	1876.	3.5	1.7
248	56	75/	23.8KVA	201.	35.4E-02	2225.	329.	1875.	7.7	2.0
247	49	75/	23.8KVA	233.	41.0E-02	3226.	265.	1761.	22.6	1.6
245	21	45/	23.9KVA	187.	32.5E-02	2253.	273.	813.	2.2	1.6
245	63	45/	24.1KVA	189.	32.4E-02	2130.	303.	836.	2.4	3.1
246	33	75/	24.1KVA	195.	33.4E-02	2367.	282.	1810.	4.1	1.3
246	13	75/	24.1KVA	199.	34.1E-02	2456.	282.	1809.	5.8	1.0
246	55	75/	24.1KVA	204.	35.0E-02	2360.	314.	1855.	7.0	1.9
245	42	45/	24.2KVA	191.	32.5E-02	2226.	293.	838.	1.8	2.3
246	11	75/	24.2KVA	196.	33.3E-02	2448.	272.	1820.	3.2	1.0
247	3	75/	24.2KVA	210.	35.6E-02	3127.	197.	1665.	11.7	.7
247	26	75/	24.2KVA	217.	36.9E-02	3128.	223.	1681.	15.2	1.0

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
248	35	75/	24.3KVA	194.	32.8E-02	2226.	304.	1796.	4.4	1.4
248	14	75/	24.4KVA	199.	33.3E-02	2337.	303.	1786.	5.9	1.0
245	44	45/	24.5KVA	190.	31.7E-02	2189.	298.	819.	2.5	2.3
245	22	45/	24.6KVA	192.	31.6E-02	2277.	288.	816.	1.8	1.7
246	12	75/	24.8KVA	201.	32.7E-02	2478.	286.	1815.	2.8	1.0
248	57	75/	24.8KVA	202.	32.8E-02	2196.	338.	1804.	5.6	2.0
245	64	45/	24.9KVA	194.	31.2E-02	2135.	319.	837.	2.0	3.3
248	36	75/	24.9KVA	198.	31.7E-02	2237.	316.	1770.	3.7	1.4
246	34	75/	24.9KVA	199.	32.1E-02	2374.	296.	1781.	3.3	1.4
245	67	45/	25.0KVA	200.	31.8E-02	2163.	335.	846.	3.2	3.5
246	14	75/	25.1KVA	201.	31.8E-02	2440.	293.	1747.	3.9	1.0
247	4	75/	25.2KVA	206.	32.3E-02	3033.	201.	1583.	8.3	.7
245	45	45/	25.3KVA	195.	30.2E-02	2192.	313.	816.	1.9	2.4
245	23	45/	25.3KVA	197.	30.8E-02	2303.	303.	822.	1.6	1.8
248	15	75/	25.3KVA	200.	31.1E-02	2315.	311.	1723.	4.4	1.1
246	56	75/	25.3KVA	204.	31.8E-02	2312.	324.	1765.	4.5	2.0
246	35	75/	25.5KVA	204.	31.3E-02	2394.	311.	1767.	2.9	1.4
247	27	75/	25.5KVA	211.	32.3E-02	2992.	225.	1574.	9.8	1.0
248	37	75/	25.5KVA	211.	32.3E-02	2327.	349.	1767.	6.7	1.6
245	65	45/	25.6KVA	199.	30.3E-02	2152.	336.	843.	1.7	3.4
248	58	75/	25.6KVA	204.	31.0E-02	2182.	349.	1753.	4.4	2.1
246	37	75/	25.6KVA	208.	31.5E-02	2396.	324.	1741.	5.0	1.5
247	50	75/	25.7KVA	220.	33.2E-02	2994.	260.	1595.	12.5	1.6
245	24	45/	25.9KVA	203.	30.3E-02	2340.	319.	832.	1.5	1.9
247	7	75/	25.9KVA	223.	33.0E-02	3111.	248.	1560.	13.2	.9
246	15	75/	26.0KVA	206.	30.3E-02	2449.	307.	1715.	3.0	1.1
247	5	75/	26.0KVA	206.	30.5E-02	2998.	208.	1542.	6.4	.7
245	46	45/	26.1KVA	201.	29.4E-02	2216.	330.	823.	1.6	2.6
248	16	75/	26.1KVA	204.	29.8E-02	2322.	323.	1689.	3.5	1.1
246	36	75/	26.1KVA	209.	30.5E-02	2414.	326.	1757.	2.6	1.5
245	68	45/	26.2KVA	202.	29.4E-02	2136.	348.	833.	2.2	3.6
245	66	45/	26.2KVA	205.	29.8E-02	2178.	354.	855.	1.5	3.6
246	57	75/	26.2KVA	208.	30.2E-02	2310.	340.	1730.	3.4	2.1
248	59	75/	26.4KVA	208.	29.6E-02	2181.	362.	1719.	3.6	2.1
247	28	75/	26.5KVA	209.	29.6E-02	2918.	231.	1509.	7.0	1.1
247	6	75/	26.7KVA	207.	29.0E-02	2970.	216.	1508.	5.2	.7
246	38	75/	26.7KVA	211.	29.4E-02	2382.	338.	1688.	3.4	1.6
248	38	75/	26.7KVA	211.	29.5E-02	2279.	356.	1684.	4.6	1.6
246	16	75/	26.7KVA	212.	29.5E-02	2480.	324.	1704.	2.6	1.1
245	47	45/	26.8KVA	207.	28.7E-02	2242.	348.	832.	1.4	2.7
248	17	75/	26.9KVA	208.	28.8E-02	2344.	337.	1669.	3.0	1.2
246	58	75/	27.0KVA	214.	29.3E-02	2330.	359.	1718.	2.8	2.2
245	69	45/	27.1KVA	208.	28.2E-02	2149.	368.	839.	1.7	3.8
247	51	75/	27.1KVA	216.	29.4E-02	2882.	264.	1508.	8.2	1.6
248	60	75/	27.2KVA	212.	28.7E-02	2193.	377.	1701.	3.1	2.2
247	31	75/	27.2KVA	226.	30.5E-02	3003.	280.	1505.	11.6	1.3
247	29	75/	27.3KVA	210.	28.0E-02	2888.	240.	1474.	5.5	1.1
246	17	75/	27.4KVA	219.	29.0E-02	2522.	343.	1705.	2.3	1.2
245	48	45/	27.5KVA	214.	28.3E-02	2279.	367.	845.	1.3	2.8
247	8	75/	27.5KVA	216.	28.5E-02	2973.	249.	1457.	7.9	.9
246	19	75/	27.5KVA	218.	28.8E-02	2486.	346.	1663.	3.6	1.2

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
248	61	75/	27.5KVA	224.	29.5E-02	2272.	404.	1711.	5.6	2.4
248	18	75/	27.6KVA	213.	28.0E-02	2366.	350.	1654.	2.6	1.2
248	19	75/	27.6KVA	218.	28.6E-02	2396.	363.	1647.	4.6	1.3
246	61	75/	27.6KVA	221.	29.0E-02	2345.	380.	1693.	4.2	2.3
248	39	75/	27.7KVA	214.	27.8E-02	2274.	368.	1642.	3.5	1.7
246	39	75/	27.7KVA	217.	28.3E-02	2402.	356.	1670.	2.7	1.6
246	59	75/	27.8KVA	221.	28.5E-02	2352.	378.	1712.	2.5	2.3
245	70	45/	27.9KVA	215.	27.5E-02	2175.	389.	850.	1.5	4.0
247 ●	30	75/	28.1KVA	211.	26.7E-02	2863.	249.	1445.	4.4	1.1
246	18	75/	28.1KVA	226.	28.6E-02	2566.	361.	1709.	2.2	1.2
247	52	75/	28.2KVA	215.	27.0E-02	2815.	272.	1451.	5.9	1.7
248	40	75/	28.5KVA	220.	26.9E-02	2298.	385.	1626.	2.9	1.7
246	40	75/	28.5KVA	224.	27.5E-02	2434.	376.	1665.	2.3	1.7
246	60	75/	28.5KVA	228.	28.1E-02	2385.	399.	1716.	2.2	2.4
246	20	75/	28.6KVA	223.	27.3E-02	2497.	364.	1631.	2.6	1.3
247 ●	9	75/	28.7KVA	214.	25.9E-02	2902.	256.	1396.	5.3	.9
248	20	75/	28.7KVA	221.	26.7E-02	2385.	375.	1598.	3.3	1.3
245	71	45/	28.7KVA	222.	26.8E-02	2201.	411.	864.	1.3	4.1
248	62	75/	28.7KVA	225.	27.2E-02	2240.	416.	1647.	3.9	2.5
246	62	75/	28.8KVA	225.	27.1E-02	2335.	398.	1651.	3.0	2.4
247	32	75/	28.9KVA	220.	26.3E-02	2866.	282.	1406.	6.8	1.3
247	53	75/	29.1KVA	216.	25.4E-02	2776.	282.	1415.	4.5	1.7
246	41	75/	29.3KVA	231.	26.9E-02	2466.	397.	1664.	2.1	1.8
248	41	75/	29.4KVA	225.	26.1E-02	2321.	402.	1614.	2.5	1.8
245	72	45/	29.5KVA	230.	26.4E-02	2238.	433.	882.	1.2	4.3
246	21	75/	29.5KVA	232.	26.5E-02	2542.	386.	1628.	2.2	1.3
247	55	75/	29.5KVA	234.	26.8E-02	2871.	331.	1433.	9.0	2.0
246	43	75/	29.6KVA	231.	26.3E-02	2428.	403.	1611.	3.0	1.9
247 ●	10	75/	29.7KVA	216.	24.4E-02	2873.	266.	1362.	4.0	.9
248	21	75/	29.7KVA	226.	25.6E-02	2405.	391.	1575.	2.7	1.3
248	43	75/	29.7KVA	232.	26.2E-02	2356.	420.	1604.	3.9	1.9
247	54	75/	29.8KVA	219.	24.5E-02	2768.	295.	1400.	3.7	1.8
247	13	75/	29.8KVA	228.	25.6E-02	2949.	296.	1379.	7.2	1.0
248	63	75/	29.8KVA	230.	25.7E-02	2236.	432.	1613.	3.0	2.6
246	63	75/	29.8KVA	233.	26.1E-02	2356.	421.	1640.	2.4	2.6
246	42	75/	30.0KVA	239.	26.6E-02	2510.	419.	1672.	2.0	1.9
247	33	75/	30.1KVA	219.	24.1E-02	2806.	291.	1355.	4.7	1.3
248	42	75/	30.1KVA	231.	25.4E-02	2345.	419.	1605.	2.2	1.9
246	22	75/	30.4KVA	240.	25.9E-02	2588.	408.	1630.	2.0	1.4
247 ●	11	75/	30.5KVA	219.	23.6E-02	2877.	278.	1349.	3.3	1.0
248	22	75/	30.6KVA	233.	24.8E-02	2440.	409.	1566.	2.3	1.4
246	64	75/	30.7KVA	241.	25.5E-02	2389.	446.	1642.	2.1	2.7
248	64	75/	30.8KVA	237.	24.8E-02	2260.	452.	1604.	2.5	2.7
246	44	75/	30.8KVA	239.	25.1E-02	2451.	426.	1595.	2.3	2.0
248	44	75/	30.9KVA	236.	24.5E-02	2347.	435.	1563.	2.8	1.9
247 ●	34	75/	31.1KVA	222.	22.9E-02	2793.	304.	1334.	3.6	1.4
247 ●	12	75/	31.2KVA	223.	22.8E-02	2884.	291.	1339.	2.7	1.0
246	23	75/	31.2KVA	249.	25.6E-02	2647.	432.	1641.	1.8	1.5
247	14	75/	31.3KVA	225.	22.8E-02	2862.	302.	1312.	4.4	1.1
247	56	75/	31.3KVA	230.	23.4E-02	2760.	337.	1355.	5.4	2.1
248	23	75/	31.5KVA	240.	24.2E-02	2475.	428.	1561.	2.0	1.5

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
247	37	75/	31.6KVA	235.	23.4E-02	2848.	339.	1338.	6.1	1.5
246	65	75/	31.6KVA	251.	25.1E-02	2432.	472.	1655.	1.9	2.8
248	65	75/	31.7KVA	243.	24.1E-02	2284.	473.	1598.	2.2	2.8
246	45	75/	31.8KVA	248.	24.4E-02	2498.	453.	1599.	2.0	2.1
246	24	75/	31.9KVA	259.	25.3E-02	2705.	456.	1654.	1.8	1.6
247	35	75/	32.0KVA	225.	21.9E-02	2785.	317.	1318.	2.9	1.4
248	45	75/	32.0KVA	242.	23.5E-02	2368.	454.	1547.	2.3	2.0
248	24	75/	32.2KVA	248.	23.8E-02	2525.	448.	1566.	1.9	1.5
246	67	75/	32.3KVA	252.	24.0E-02	2394.	484.	1594.	2.5	2.9
246	66	75/	32.4KVA	260.	24.8E-02	2477.	499.	1670.	1.8	2.9
247	15	75/	32.5KVA	228.	21.5E-02	2846.	316.	1287.	3.2	1.1
248	67	75/	32.5KVA	251.	23.8E-02	2315.	496.	1577.	3.2	2.9
247	57	75/	32.6KVA	231.	21.6E-02	2708.	349.	1314.	3.7	2.1
248	66	75/	32.6KVA	250.	23.5E-02	2308.	494.	1595.	2.0	2.9
247	36	75/	32.8KVA	231.	21.4E-02	2806.	333.	1318.	2.5	1.5
246	46	75/	32.8KVA	258.	23.9E-02	2546.	480.	1608.	1.8	2.2
248	46	75/	33.0KVA	250.	22.8E-02	2404.	477.	1545.	2.0	2.1
248	48	75/	34.9KVA	267.	21.9E-02	2490.	524.	1557.	1.6	2.3
248	69	75/	35.0KVA	265.	21.6E-02	2345.	543.	1548.	2.0	3.2
247	18	75/	35.2KVA	244.	19.6E-02	2906.	365.	1278.	1.9	1.3
247	40	75/	35.6KVA	243.	19.2E-02	2780.	383.	1264.	2.2	1.7
247	20	75/	35.6KVA	244.	19.2E-02	2860.	373.	1245.	2.7	1.3
247	60	75/	35.6KVA	247.	19.5E-02	2734.	405.	1306.	2.1	2.4
247	62	75/	35.6KVA	247.	19.3E-02	2698.	409.	1276.	3.2	2.5
246	70	75/	35.9KVA	286.	22.1E-02	2530.	582.	1627.	1.6	3.4
248	70	75/	36.1KVA	275.	21.0E-02	2382.	570.	1554.	1.7	3.3
247	41	75/	36.6KVA	250.	18.6E-02	2802.	403.	1266.	1.9	1.8
247	43	75/	36.6KVA	253.	18.8E-02	2799.	417.	1256.	3.4	1.9
247	21	75/	36.8KVA	250.	18.4E-02	2878.	393.	1240.	2.1	1.4
246	71	75/	36.9KVA	298.	21.8E-02	2592.	618.	1653.	1.5	3.6
247	63	75/	37.0KVA	253.	18.4E-02	2701.	431.	1270.	2.4	2.6
248	71	75/	37.2KVA	286.	20.6E-02	2433.	601.	1571.	1.6	3.5
247	42	75/	37.5KVA	257.	18.3E-02	2839.	425.	1277.	1.7	1.9
247	22	75/	37.9KVA	258.	17.9E-02	2914.	414.	1245.	1.7	1.4
246	72	75/	37.9KVA	311.	21.6E-02	2653.	654.	1680.	1.4	3.8
247	44	75/	38.2KVA	258.	17.6E-02	2787.	437.	1239.	2.3	2.0
247	64	75/	38.2KVA	259.	17.7E-02	2710.	453.	1270.	1.9	2.7
247	23	75/	39.0KVA	266.	17.4E-02	2952.	436.	1252.	1.5	1.5
247	65	75/	39.3KVA	268.	17.3E-02	2747.	479.	1284.	1.7	2.8
247	45	75/	39.6KVA	266.	16.9E-02	2809.	461.	1241.	1.8	2.1
247	67	75/	39.9KVA	272.	17.0E-02	2723.	497.	1263.	2.7	3.0
247	24	75/	39.9KVA	275.	17.2E-02	3005.	460.	1267.	1.4	1.6
247	66	75/	40.4KVA	276.	16.9E-02	2772.	504.	1295.	1.5	3.0
247	46	75/	40.8KVA	275.	16.4E-02	2847.	487.	1253.	1.5	2.2
247	68	75/	41.7KVA	280.	16.1E-02	2730.	525.	1262.	1.9	3.1
247	47	75/	42.0KVA	285.	16.1E-02	2900.	515.	1272.	1.3	2.3
247	48	75/	43.0KVA	296.	15.9E-02	2955.	544.	1292.	1.2	2.4
247	69	75/	43.2KVA	289.	15.4E-02	2755.	555.	1273.	1.5	3.3
247	70	75/	44.6KVA	300.	15.0E-02	2796.	588.	1293.	1.3	3.5
247	71	75/	45.9KVA	313.	14.8E-02	2852.	623.	1320.	1.2	3.6
247	72	75/	47.1KVA	325.	14.6E-02	2909.	659.	1348.	1.1	3.8

NPRJ	NP	KVA	MINK	PFIX	PVAR	PITI	PTF	PT	Z	AELP
247	38	75/	33.2KVA	233.	21.0E-02	2774.	348.	1284.	3.8	1.6
247	16	75/	33.5KVA	233.	20.7E-02	2863.	332.	1281.	2.6	1.2
247	58	75/	33.7KVA	235.	20.6E-02	2700.	366.	1301.	2.9	2.2
246	68	75/	33.7KVA	261.	23.0E-02	2420.	513.	1589.	2.0	3.1
246	47	75/	33.7KVA	269.	23.6E-02	2605.	509.	1626.	1.7	2.3
248	68	75/	33.8KVA	257.	22.5E-02	2322.	518.	1555.	2.4	3.1
247	61	75/	33.9KVA	246.	21.3E-02	2753.	395.	1315.	5.0	2.4
248	47	75/	33.9KVA	259.	22.4E-02	2455.	501.	1554.	1.8	2.2
247	19	75/	34.1KVA	241.	20.7E-02	2877.	358.	1269.	4.1	1.3
247	17	75/	34.4KVA	239.	20.1E-02	2884.	349.	1278.	2.1	1.2
247	39	75/	34.5KVA	237.	19.8E-02	2761.	364.	1265.	2.8	1.7
246	48	75/	34.5KVA	281.	23.4E-02	2676.	539.	1651.	1.6	2.4
247	59	75/	34.7KVA	241.	19.9E-02	2709.	385.	1299.	2.4	2.3
246	69	75/	34.8KVA	273.	22.4E-02	2470.	547.	1603.	1.7	3.3



Í N D I C E

	Página
Prefácio	V
1.- Introdução; objetivos do trabalho	1
2.- Obtenção da série preferencial de projetos	7
- Cálculo de CAO	7
- Valores numéricos adotados nos cálculos	17
- Critérios de escolha	22
3.- Resultados e conclusões	24

Anexos:

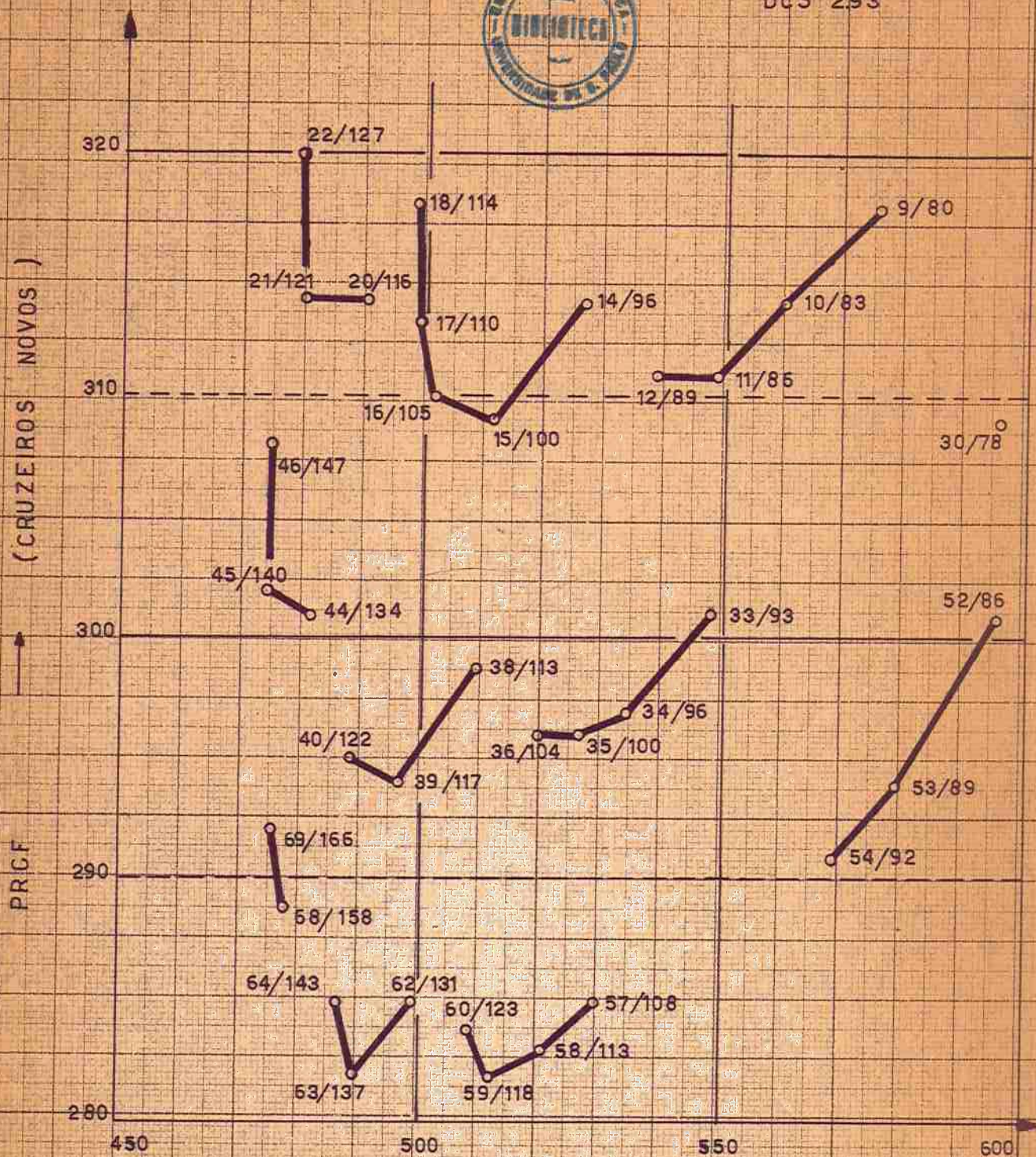
- A - Bibliografia
- B - Relação de símbolos
- C - Resultados de cálculo ordenados.

* * * * *

ANÁLISE DO P-240-15KVA-60HZ
(DISPOSIÇÃO DOS PROJETOS NO PLANO PRCF - PT)



DGP 297
DCS 293



NOTAS :

1) ao lado de cada ponto encontram-se o número do projeto, PTF (perdas no ferro); 2)-para facilitar a observação do gráfico, foram eliminados projetos em que os três valores PT, PRCF, e PTF são simultaneamente superiores aos de qualquer outro projeto da família.

ECONOMIC LOADING

Of Distribution Transformers

By A. M. LOCKIE

Advisory Engineer

and H. W. BOOK

Design Engineer

Westinghouse Electric Corporation

Substantial future economies for operating companies will be realized by determining and establishing optimum loading practices; results of such studies will serve as guides for long-range development by indicating areas for desirable changes.

TEN YEARS FROM NOW, operating companies will have some six billion dollars invested in distribution transformers. The returns they realize on this investment will be considerably affected by how the transformers are utilized. Industry-wide, the effect may be measured in millions of dollars a year.

Maximizing this return requires three steps: (1) A realistic evaluation of the factors relating loading and revenue; (2) Establishment of a loading schedule, designed to produce the greatest revenue per unit output; and (3) Setting up an effective method of load prediction and monitoring.

Economic Aspects Of Loading

Among the factors which may determine optimum loading are: Effect of loading on service-life expectancy; Cost of load and no-load losses; Cost of supplying exciting vars; Carrying charges on investment; Changeout cost; Load characteristics; and Regulation (voltage drop) in the transformer.

Loading vs Service Life

In older transformers, there is little doubt that shortening of life by excessive overloading was a major economic consideration. Modern distribution transformers have greatly increased overload capability. Extensive functional testing and supervised field experience offer convincing proof that economical loading of the tested transformers has negligible effect on this life

expectancy.

Cost of Losses

These have been discussed at great length elsewhere, but differences of opinion are still evident. Most writers now seem to agree that the costs should be segregated into demand and energy components. It seems logical that appropriate diversity factors should be applied in determining the demand component of the cost of load loss. On the other hand, it has been argued that a higher unit energy cost should be applied to load loss, since it tends to peak at peak system load, whereas no-load loss may be regarded as base load. These factors have not been generally used, and are omitted in the sample calculations given here, but merit further consideration.

Exciting Vars

A number of methods have been used for evaluating exciting-var supply. One, for example, rather arbitrarily assumes that one var is equivalent to, say, one-tenth of a watt of loss. In contrast, another includes a demand charge based on the incremental central station equipment required to supply the vars, and an energy cost for transmitting the vars to the point of use. There is, however, a growing tendency to supply vars in distribution systems from primary shunt capacitors. Recognizing this practice, there appears to be a trend toward evaluating exciting vars in terms of the carrying charges on the investment in capacitors necessary to supply them. On this basis,

var supply to modern transformers is negligible in comparison with other economic factors.

Carrying Charges

There is considerable difference of opinion as to what this item should include, and as to the relative magnitude of the various components. Yet the consensus seems to be that the annual charge ranges from 13 percent to 17 percent with a commonly used value of 15 percent.

Changeout Cost

Perhaps this should be called "load relief" cost, since many utilities subdivide secondaries, where practical, rather than interchanging transformers. The cost of load relief will vary widely according to local practices. It is, however, a significant factor in establishing loading practices, and should not be neglected.

Load Characteristics

All too often, economic studies are based on an arbitrarily selected load which may have little or no resemblance to actual loading. It is manifestly impractical to consider each transformer and its load on an individual basis. Nevertheless, the annual load factor, loss factor (or "equivalent hours"), and rate of load growth for various classes of load may be determined with reasonable effort and should be used. The exact shape of the load cycle is immaterial, except insofar as it determines the extent to which copper losses contribute to system peaks. Several large utilities have, in

Electric Light and Power, April 15, 1958



recognition of these facts, initiated long-time load surveys on carefully selected sample transformers.

Regulation

The propriety of including transformer voltage regulation as an economic factor in establishing loading practices has been questioned. Certainly it is not a source of cost, in the same sense as are losses, except insofar as the reactive component of impedance influences the reactive requirements of the system. Furthermore, in designing a new system, the selected value of transformer regulation probably has little effect on total cost. Finally, if all transformers had the same regulation at a given kva output, it would have no significance. In establishing loading practices, however, the principal problems are to determine the most economical initial load and the load at which replacement with a larger size (or other load relief) is justified. Each boils down to a selection of the transformer which will result in maximum return per kwh.

In most such cases, the primary voltage will be substantially unaffected by the choice of transformer. The service-entrance voltage, however, will be affected. This, in turn, will affect the energy consumption of voltage-sensitive load. It follows that selection of a transformer with lower regulation will increase energy consumption and, therefore, revenue. Any increase in revenue will result in more dollars profit. Conversely, loss of revenue will result in loss of profit. To this extent, the consequent loss of profit may be visualized as a cost of loss revenue, and thus a basis for evaluation of voltage regulation. Several writers have used a similar line of reasoning in justifying the installation of voltage regulators and/or capacitors.

One method of evaluating the effect of voltage regulation on revenue is based on data indicating that about one-third of residential load is voltage-sensitive, and that its energy consumption varies as about the 1.6 power of the applied voltage. It follows that, for moderate voltage changes, the percent change in consumption for each percent voltage change will be 0.33×1.6 percent or about 0.5 percent. In other words, a one percent increase (or decrease) in voltage will result in half of one percent increase (or decrease) in consumption.

It should be noted that both voltage regulation (at a given power factor)

and energy use are proportional to the load on the transformer. Thus the decrease in consumption resulting from voltage regulation is proportional to the square of the load. For example, consider a ten-kva transformer with two percent regulation at rated load and 80 percent power factor. The decrease in consumption caused by regulation at rated loads is then

$.005 \times 2 \times 10 = .100$ kva or .08 kw,
At twice rated load (20 kva), the regulation will be four percent, and the decrease will be

$.005 \times 4 \times 20 = .400$ kva or .32 kw.
Thus we may compute the over-all effect of regulation during a load cycle in the same manner as we compute the cost of copper loss. That is, by multiplying the effect at peak load by the loss factor for the load cycle.

In the accompanying example, it is assumed that billing for additional energy consumed if voltage were raised is at an incremental rate of \$.02 per kwh, and that the resulting increase in gross income (billing less incremental expenses to generate and distribute) would be an assumed \$.01 per kwh.

Loading Schedule

Having selected parameters appropriate to the system and load cycle, the effect on gross income of loading a transformer to various values of annual average load may be computed as indicated in the accompanying example. The results of series of such calculations are plotted in Figs. 1 and 2. Use of the term "annual operating costs" to describe the ordinates on the figures may not be accurate, since elements are included which are not, strictly speaking, costs. However, these "annual operating costs" thus obtained give a relationship that can be used for comparison purposes.

The curves for the two transformers cross at an annual average load of about ten kva. Changeout could not be justified at this loading, however, since the cost of making the change is not included in the curve values. It should be justifiable at a heavier load, such that the "present worth" of the indicated reduction in "annual cost" equals the cost of changeout.

The curves apply to a particular set of system, load, and transformer parameters. Nevertheless, they are considered to be typical and do indicate that the penalties for extreme overloading or underloading of transformers may be severe. This, in turn, suggests that a loading practice which matches transformers to loads for maximum economy may effect important savings to the operating company, and quickly repay the time and expense necessary to collect the data and make an analysis of the type indicated.

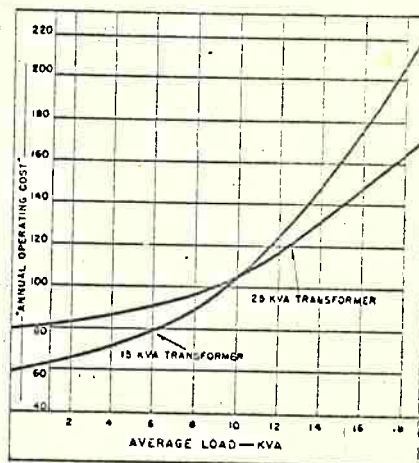
Once such curves have been established, simple loading guides may be established which will ensure economical operation. For example, the curves of Fig. 2 indicate that it would be desirable to install transformers where the first year's peak will be about 125 percent of nameplate rating, and to change out where the peak approaches twice nameplate rating. This would indicate changeout in seven years if growth rate is about seven percent per years.

Load Monitoring

The results obtained by adopting a loading schedule based on economics depend considerably on the accuracy with which actual loads are predicted before installation and monitored after installation.

Accurate prediction requires a knowledge of the annual load factors, loss

Fig. 1—Effect of loading on annual operating costs of typical distribution transformers operating at a 40 percent annual load factor.



factors, and growth rates to be expected from various load classes. This information can readily be obtained with the newly-developed Westinghouse load-survey meter, which records 15- or 30-minute demand on magnetic tape. The tape may be processed to give the needed information quickly, cheaply, and with a precision far higher than can be obtained practically with conventional graphic meters.

Monitoring of load to ensure change-out at the proper time is equally important. Metering at every transformer is uneconomical, and conventional "load surveys" with portable instruments probably are not sufficiently accurate for this purpose. Totalizing the consumption of connected customers will give a better indication of load as long as diversity factors and load cycles do not change greatly. Users of "CSP" transformers have a built-in load-monitoring device in the signal lamp associated with the circuit breaker. Calculations show that, for a wide variety of ambient temperatures and load cycles, the signal light will come

on at a load approximating that at which changeout to a larger transformer is economical. The "TD" indicator, which has characteristics very similar to those of the "CSP" signal light, will monitor the load on conventional transformers in the same way.

Future Economies

In addition to permitting the setting up of economical loading practices, analysis of the type described can serve another important purpose. Transmission of the results of such studies to the transformer manufacturers will help to guide them in their long-range development work, by indicating the areas in which changes are most desirable. In this way, substantial future economies for the operating companies will be brought about.

A Method Of Calculating "Annual Operating Cost"

I. REQUIRED PARAMETERS

a. Transformer Data

N=Transformer Rating (kva); L=Copper Loss at Rated Load (kw);

I=Iron Loss at Rated Voltage (kw); D=Per Unit Regulation at Load Power Factor (decimal); X=Per Unit Exciting Current (decimal); Z=Initial Cost of Installed Transformer (dollars).

b. System Data

G=System Investment per kva (dollars); R=Rate of Investment Capitalization (decimal); B=Incremental Cost of Generation (dollars/kWh); V=Cost per kvar Shunt Capacitors (dollars); Q=Incremental Gross Income, kWh (dollars); T=Relative Percent Energy Loss / Percent Change in Voltage.

c. Load Characteristics

P=Peak Load (per unit); A=Average Load (per unit); F=Load

$$\text{Factor} = \left(\frac{\text{Peak Load}}{\text{Avg. Load}} \right)^{-1} \text{ (decimal);}$$

$$F' = \text{Loss Factor} = \left(\frac{\text{Peak Copper Loss}}{\text{Avg. Copper Loss}} \right)^{-1} \text{ (decimal);}$$

F''=Power Factor (decimal);

H=Hours per year=8760.

II. BASIC FORMULAS

(a.) Cost of Iron Loss = I (GR + BH); (b.) Cost of Exciting Current = XNVR; (c.) Cost of Copper Loss = (GR + BH F') LP²; (d.) Transformer Cost = ZR; (e.) Revenue Loss from Regulation = DNTHF'' QF' P².

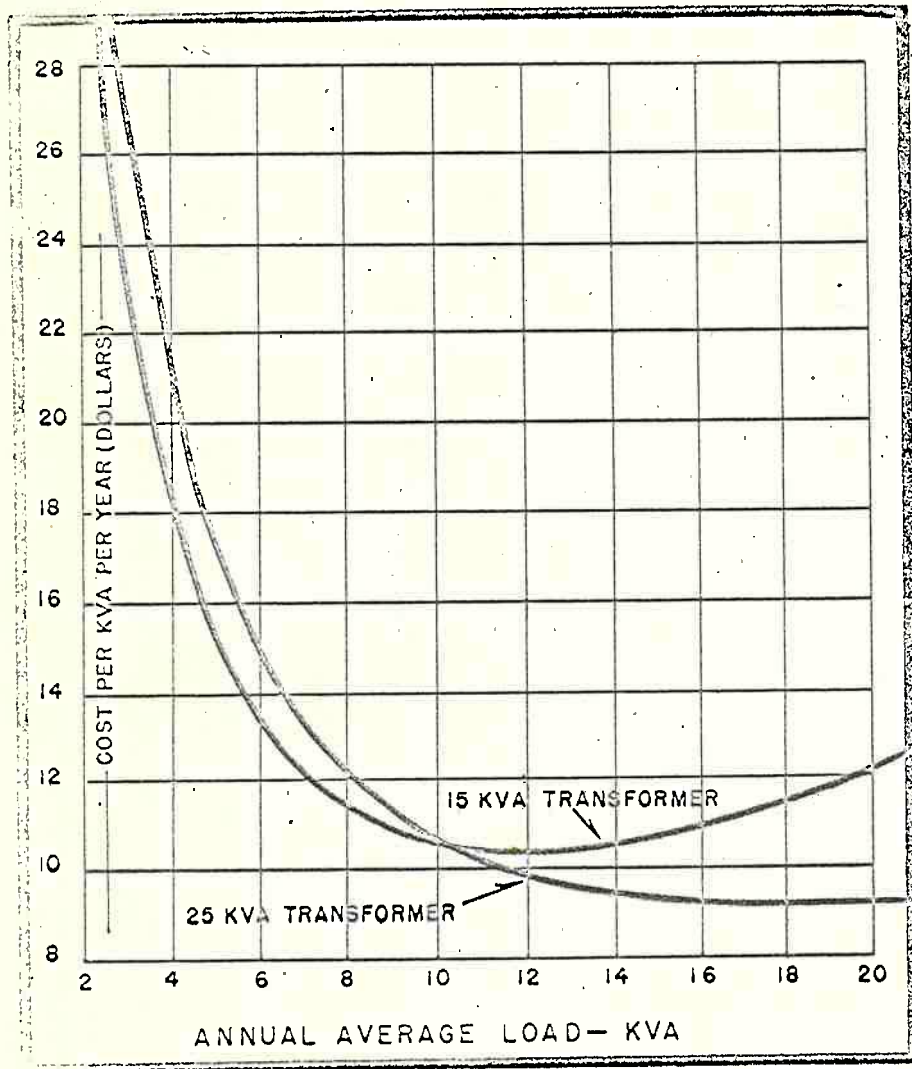
"Annual Operating Cost" = Sum of five above quantities.

III. TYPICAL EXAMPLE

N=15 kva V=\$8.00
L=.254 kw Q=\$.01
I=.104 kw T=0.5
D=.021 (.8P.F.) A=10 kva=.667
X=.029 P=25 kva=1.67
Z=\$330 F=.40
G=\$300 F'=.20
R=.15 F''=.80
B=\$.005 H=8760 hours
Iron Loss = .104 [(300)
(.15) + (.005) (8760)] = \$ 9.24
Exciting Current = (.029)
(15) (8.00) (.15) = \$ 0.52
Copper Loss = [(300) (.15)
+ (.005) (8760) (.20)]
[(.254) (1.67)²] = \$38.10
Transformer Cost = (330)
(.15) = \$49.50
Regulation = (.021) (15)
(.5) (8760) (.8) (.01)
(.2) (1.67)² = \$ 6.16
"Annual Operating Cost"
=\$9.24 + \$0.52 + \$38.10
+ \$49.50 + \$6.16 = \$103.52

Electric Light and Power, April 15, 1953

Fig. 2—Effect of loading on annual operating cost, plotted on a per kva basis, of typical distribution transformers operating at a 40 percent load factor.



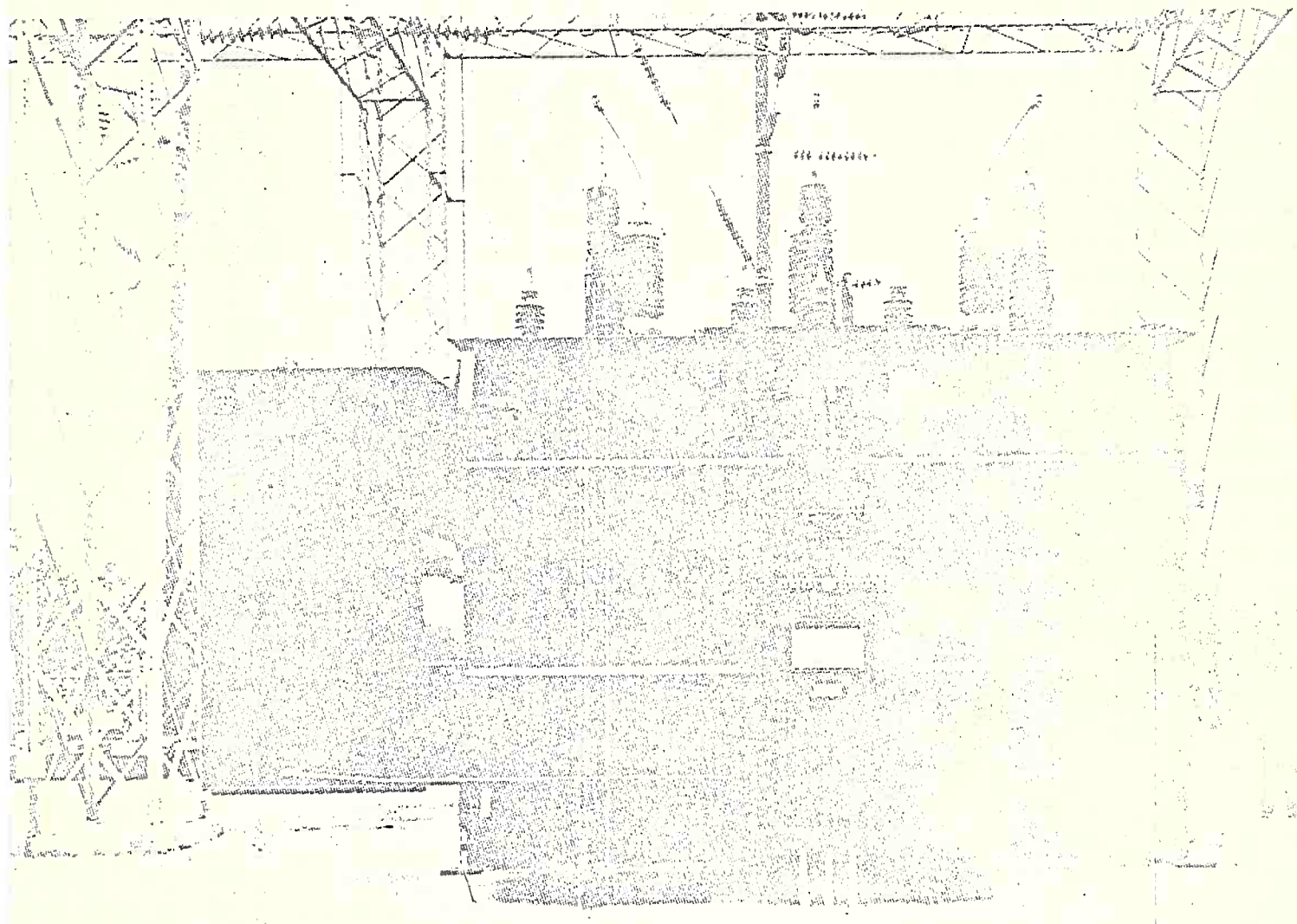
EVALUATING POWER TRANSFORMER LOSSES

An analysis of the wide range of values attached to losses by 45 electric utilities.

By Harry J. Mason, *Product Planning Engineer, Power Transformer Dept., Pittsfield, Mass.*

In 1960 the author took part in an extensive product planning survey which included meetings with utility engineers and consulting engineers all over the country. At that time users showed much interest in discussing transformer loss evaluation figures and the methods of obtaining them since evaluated losses may equal or even exceed the selling price. Through their cooperation, a considerable amount of data was collected. Since then this has been augmented by information provided in user's specifications for transformer quotations so that this article is based upon information obtained from 45 domestic utilities.

A definite trend toward increased use of loss evaluation has become apparent. Moreover, utility engineers who have visited our Pittsfield Plant recently have shown particular interest in knowing what their counterparts in other companies are doing about the subject. Hence it seems timely to summarize what we have learned, not with the intention of saying how losses should be evaluated or what figures should be used, but with the purpose of providing information on the practices in common use.



REPRINTED FROM *DISTRIBUTION*, APRIL 1962

Copyright 1962 by General Electric Company



TABLE 1. VALUES OF LOSS EVALUATION FACTORS

Factor	Type Transformer	No. of Data	Range	Average
SI	Generator Substation	8(1)	100-160	132
		13(2)	110-312	185
EC	Generator Substation	10	0.0029-0.005	0.0036
		15	0.001-0.008	0.0042
LF _{Cu}	Generator Substation	4	0.36-0.73	0.56
		11	0.228-0.55	0.34
LF _{Fe}	Generator Substation	(3)	0.91-1.0	0.99
		8		
CC	Generator Substation	10	0.13-0.155	0.14
		15(4)	0.10-0.156	0.14

(1) Does not include one value of 0.

(2) Does not include two values of 0.

(3) No data available. Normally less than 1.0.

(4) Does not include three values less than 0.10.

The most common practice, and the one most directly useful to the manufacturer as a guide to optimum transformer design, is to express loss evaluation in terms of dollars per kilowatt. This dollars per kilowatt is a *capitalized* value obtained by determining the present worth of the losses to be incurred throughout the life of the transformer. Normally, the evaluation is the sum of two components—a demand charge and an energy charge.

Loss Evaluation in \$/KW = Demand Charge + Energy Charge.

The evaluation is applied separately to no-load loss and load loss, using the following formulas. (See Appendix for derivations, refinements, and comments on application.)

$$\text{Load loss evaluation in } \$/\text{KW} = (\text{SI}) + \frac{8760 (\text{EC}) (\text{LF}_{\text{Cu}})}{(\text{CC})}$$

$$\text{No-load loss evaluation in } \$/\text{KW} = (\text{SI}) + \frac{8760 (\text{EC}) (\text{LF}_{\text{Fe}})}{(\text{CC})}$$

The factors in the formulas are:

SI = system investment in \$/KW.

This is the cost of generation and transmission equipment for producing and transmitting the losses to the transformer.

EC = energy cost in \$/KWH.

This is the cost of fuel (and other production costs) for generating energy.

LF_{Cu} = loss factor of load loss (copper loss).

This is defined as average load loss divided by load loss with peak load on the transformer. (See Appendix for a detailed discussion of loss factor and possible errors associated with it.)

LF_{Fe} = loss factor of no-load loss (iron loss).

This is defined as average no-load loss divided by the rated no-load loss. For a transformer which is excited continuously, LF_{Fe} is unity.

CC = carrying charge in per unit (%/100).

This includes return on investment, insurance, taxes, and depreciation.

8760 = hours in a year.

(The product of loss factor and 8760 is called equivalent hours.)

Typical Values of the Factors

Table 1 lists the range of values obtained for the various factors which enter into the loss evaluation formulas. The amount of data is not more extensive because in many cases the user furnishes only the resultant \$/KW figure.

In the table the data have been segregated by transformer application, since the loss evaluation is justifiably different for generator step-up transformers and substation transformers. The system investment (SI) is greater for a substation transformer than for a generator transformer since trans-

TABLE 2. ACTUAL TRANSFORMER LOSS EVALUATIONS

Arranged in Order of Increasing No-Load Loss Evaluation— \$/KW		Arranged in Order of Increasing Load Loss Evaluation— \$/KW	
Table 2A. Actual Loss Evaluations for Generator Step-up Trans- formers Based on Rated Kva of Straight FOA Transformers or Top Rating of Triple-rated Transformers			
NO-LOAD	LOAD	NO-LOAD	LOAD
235	187	300	150
300	150	235	187
300	300	376	232
345	310	440	250
354	299	386	256
357	278	357	278
376	232	354	299
386	256	300	300
395	345	400	300
400	300	450	300
	380	345	310
	250	395	345
450	300	425	380
Averages: No-load \$366/KW		Load \$276/KW	
Table 2B. Actual Loss Evaluations for Substation Transformers Based on Rated Kva of Straight FOA Transformers or Top Rating of Triple-rated Transformers			
NO-LOAD	LOAD	NO-LOAD	LOAD
295	178	435	80
300	300	485	140
300	300	500	146
310	206	425	150
353	272	295	178
357	228	440	195
360	276	435	200
425	150	310	206
435	80	357	228
440	195	440	250
440	250	353	272
484	293	686	274
484	503	360	276
485	140	484	293
485	200	300	300
485	360	300	300
500	146	484	303
686	274	1330	350*
* 900	550	485	360
* 950	530	950	530*
1330	350	900	550
Averages: No-load \$515/KW		Load \$265/KW	
Averages (Omitting items with *):		No-load \$423/KW Load \$230/KW	
Table 2C. Actual Loss Evaluations for Substation Transformers Based on Self-cooled Rating of Triple-rated Transformers			
NO-LOAD	LOAD	NO-LOAD	LOAD
300	68	300	68
300	150	317	105
317	105	702	112
370	200	510	125
393	287	549	127
425	186	300	150
425	380	650	177
479	276	425	186
500	325	370	200
510	125	479	276
549	127	393	287
554	317	554	317
650	177	500	325
686	532	425	380
702	112	1166	507*
*1166	507	686	532
Averages: No-load \$520/KW		Load \$242/KW	
Averages (Omitting items with *):		No-load \$477/KW Load \$225/KW	



mission equipment in addition to generating equipment is needed to supply the losses to the substation unit.

The loss factor for no-load loss (LF_{Fe}) tends to be greater for a substation unit since it is usually excited continuously, whereas a generator transformer is de-energized when the turbine undergoes maintenance.

On the other hand, the loss factor for load loss (LF_{Cu}) tends to be greater for the generator transformer since it is normally loaded more uniformly than a substation unit. However, it is recognized that the load on a substation may keep growing, whereas the generator transformer may be loaded less as more efficient stations take over.

The limited amount of data available indicates that energy charges (EC) may be greater for substation transformers than for generator units, but that the carrying charges are the same.

The footnotes in the table indicate that a few users place a value of zero on the SI factor. The reasoning behind this is that the additions to the system are made in large increments and that the transformer losses are too small to influence the size or timing of these increments.

Also, the footnotes state that three carrying charges (CC) less than 0.10 were omitted. These were obtained from publicly-owned utilities and due to the small sample may not be representative.

Resultant Loss Evaluations

Table 2 gives actual loss evaluations which have been accumulated in

the past two years. Table 2A applies to generator step-up transformers, all of which were evaluated on the top rating. Table 2B applies to substation transformers which the utility evaluated on the top rating, while Table 2C applies to substation transformers which the utility evaluated on the self-cooled rating.

Comparing the average values of Tables 2A and 2B, which are on the same basis, it can be seen that the substation transformers have the higher no-load loss evaluation. This is primarily due to the larger value of system investment, SI. On the other hand, the generator transformers have the higher load loss evaluation. This may be attributed to the larger value of loss factor for load losses, LF_{Cu} .

If the average load loss evaluations in Tables 2B and 2C are compared, it is apparent that they do not differ greatly even though Table 2C is based on self-cooled rating and Table 2B is based on top rating, where the losses are $(1.67)^2$ times as great. This raises the question of what rating is the proper one to use for loss evaluation.

As pointed out in the Appendix, it is logical to make the evaluation at the peak load which is anticipated on the transformer under normal conditions. If this peak load is the self-cooled rating, then that should be used for loss evaluation. If the peak load is the top rating, then that should be used.

The averages in Tables 2B and 2C were computed both with and without several very high evaluations. These high evaluations are associated with those low values

of carrying charge, CC, which were pointed out earlier.

Other Loss Evaluations and Loss Evaluation Methods

A number of utilities evaluate the losses of the auxiliary cooling equipment (fans and pumps) on the transformer. The same method is used as for the main transformer losses, but due regard is given to the amount of time it is anticipated that the cooling equipment will be required to operate.

Also some utilities place an evaluation on the kilovar losses of the transformer. These consist of an excitation loss, due to exciting current, and I^2X loss, due to reactance. Since the interest in this is not great, it will not be discussed in detail.

Finally, some utilities prefer to express their loss evaluation on an annual basis of *dollars per kilowatt per year* rather than a capitalized basis of *dollars per kilowatt*. To obtain dollars per kilowatt per year, multiply the dollars per kilowatt obtained from the formulas by the carrying charge (CC).

Conclusions

1. The number of electric utilities which evaluate transformer losses is increasing.
2. The determination of a reasonable loss evaluation is a simple and logical process.
3. Loss evaluation is important. For units with a high loss factor, the loss evaluation may even exceed the selling price.

1. How Utilities Help Design Power Transformers, DISTRIBUTION, July, 1961.

APPENDIX

General Philosophy of Loss Evaluation

Transformer losses impose two expenses on an electric utility:

1. The utility must provide generating equipment to produce the losses, and transmission equipment to carry them to the transformer. To cover this expense it makes a *demand* or *capacity* charge of a definite number of dollars per kilowatt.

2. The utility must provide the fuel (and other production necessities) for the generating equipment to produce the energy consumed by the transformer losses. To cover this expense, it makes an *energy* charge which is also expressed as dollars per kilowatt.

Since the system investment associated with Item 1 above must be made before the transformer is placed in service, the demand charge is known at the time of purchase. A utility can afford to pay more for a transformer with lower losses, since it will need to install less generating capacity.

The situation with regard to Item 2 is not as simple, because the energy expense is not incurred until after the transformer is purchased and is distributed over its lifetime. Hence, the problem is to determine how much more money can be spent today to reduce energy expense in the future.

In order to attack this problem, assume that by paying a premium of Y dollars, a utility can purchase a transformer with no losses. But if the utility invests the Y dollars in the transformer, it will also incur an annual expense due to a *carrying charge*. This carrying charge is necessary to pay taxes, insurance, depreciation, and return on investment. It is expressed as a percentage of the total investment.

All the carrying charges for future years could be added up directly, but to do so would not give the desired answer, since we want the *present worth* of the carrying charges, and it is less than the

total which would be obtained. The reason is that a dollar in hand at the present is really worth more a year from now, still more in two years, etc. All we need to do is to put it in the bank and let it draw compound interest.

Hence, if we need to pay out a dollar a year from now, we need only invest 0.943 dollars at 6% interest. The 0.943 is called the *present worth factor*. Tables are available which give the value of this factor for any interest rate and any number of years.

Then the present worth of the carrying charges on the premium of Y dollars is $Y(CC) (PW_1) + Y(CC) (PW_2) + Y(CC) (PW_3) + \dots$, where

CC = carrying charge in per unit (%/100)

PW_1 = present worth factor for 1st year

PW_2 = present worth factor for 2nd year, etc.



Now in order to break even, the present worth of the carrying charges on the Y dollars must equal the present worth of the energy expense which would be incurred if the transformer had losses. Consequently,

$$Y(CC) (PW_1) + Y(CC) (PW_2) + Y(CC) (PW_3) + \dots =$$

$$(EC) (KW_1) (HR_1) (PW_1) + (EC) (KW_2) (HR_2) (PW_2) + (EC) (KW_3) (HR_3) (PW_3) + \dots$$

where: EC = energy cost in \$/KWH

(KW₁) (HR₁) = kilowatt-hours of loss in 1st year

(KW₂) (HR₂) = kilowatt-hours of loss in 2nd year, etc.

The above equation is a general one which allows for a different number of kilowatt-hours each year. However, it may be greatly simplified if we assume that (KW) (HR) = (KW₁) (HR₁) = (KW₂) (HR₂) = (KW₃) (HR₃) = ...

$$= (EC) (KW) (HR) (PW_1 + PW_2 + PW_3 + \dots)$$

and Y(CC) = (EC) (KW) (HR)

We shall next assume that

KW = peak power loss in transformer

HR = 8760 (the number of hours per year)

and shall add a *loss factor* LF to the equation to compensate for all the assumptions.

Then

$$Y(CC) = (EC) (KW) (8760) (LF)$$

$$Y = \frac{(8760) (EC) (LF)}{KW}$$

and $\frac{KW}{CC}$

Expressed in words, this equation says that the evaluation for energy loss in dollars per kilowatt is equal to 8760 times the kilowatt-hour cost (EC) times the loss factor (LF) divided by the carrying charge (CC).

While this is the commonly accepted expression for evaluation of energy loss, it is apparent that it depends upon a complicated loss factor. This loss factor must properly account for all the following:

1. Transformer loss does not necessarily occur continuously for 8760 hours/year.
2. During much of the day (week, month, or year) the loss is less than peak value.
3. The transformer load (and hence losses) may grow or decline over a period of years or follow a cyclic pattern.

At this point it is desirable to recapitulate the loss evaluation formula, which has been developed into the commonly accepted form.

Loss evaluation = Demand charge + Energy charge

$$S/KW = SI + \frac{8760 (EC) (LF)}{(CC)} \text{ where}$$

SI = system investment charge in \$/KW for generation and transmission facilities

EC = energy charge in \$/KWH

LF = loss factor

CC = carrying charge in per unit (%/100)

The above expression holds, in general, for both no-load and load loss. However, when applying it, there are several factors which dictate that separate variations be used for no-load and load loss. One of these factors, the *loss factor*, has already been introduced. There are, in addition, three others which are sometimes used as refinements. These are the *coincidence factor*, *loss increase factor*, and *reserve factor*.

1. Loss Factor

- a) The loss factor for load-loss (copper loss) is defined as

$$LF_{Cu} = \frac{\text{Average load loss over an interval of a year}}{\text{Load loss with peak load on the transformer}}$$

As thus defined, the loss factor meets all the requirements of the ideal loss factor except that it makes no allowance for load change from year to year.

- b) The loss factor for no-load (iron loss) is defined as

$$LF_{Fe} = \frac{\text{Average no-load loss}}{\text{Rated no-load loss}}$$

For a transformer which is excited continuously,

$$LF_{Fe} = 1.$$

2. Coincidence Factor

The aggregate peak transformer load loss is usually less than the sum of the peak load losses of all the transformers on the system since normally they do not all have their peak loads at the same time. To account for this, a coincidence factor, CF, may be defined.

$$CF = \frac{\text{Peak transformer load loss seen by generator}}{\text{Sum of individual transformer peak load losses.}}$$

This factor is applicable only to the demand component of load loss evaluation. It is not applicable to the energy component since the energy must all be supplied whether the peak loads are simultaneous or not. It is not applicable to no-load loss since the no-load losses are normally continuous. (The reciprocal of the coincidence factor is called the *diversity factor*.)

3. Loss Increase Factor

The loss increase factor, LI, accounts for the losses incurred in intermediate transformers and transmission lines when transmitting kilowatts loss

from the generator to the transformer in question.

$$LI = \frac{\text{Loss energy generated}}{\text{Loss energy delivered}}$$

This factor applies to both demand and energy components of both no-load and load loss.

4. Reserve Factor

For each kilowatt of demand, some reserve capacity may be required. A reserve factor, RF, accounts for this. It applies to demand components of no-load and load loss.

Minimum acceptable generation capacity

$$RF = \frac{\text{System peak load}}{\text{Minimum acceptable generation capacity}}$$

The refined expressions for the loss evaluation may now be written

For no-load loss:

$$S/KW = \frac{(SI) (LF) (CC)}{(CC)} + \frac{8760 (EC) (LF_{Fe}) (LI)}{(CC)}$$

For load loss:

$$S/KW = \frac{(SI) (LI) (RF) (CF) + 8760 (EC) (LF_{Cu}) (LI)}{(CC)}$$

These expressions give values of dollars per kilowatt. To get the actual loss evaluation for a transformer, the no-load loss must be multiplied by the dollar-per-kilowatt figure applying to no-load loss. The load loss at peak load must be multiplied by the dollar-per-kilowatt figure applying to load loss.

The use of load loss at peak load is important since the formula is based upon this. The demand charge should reflect the cost of equipment to supply peak load. The energy charge should reflect the cost of average losses rather than peak, but the loss factor corrects from peak to average.

But, what if the peak load is different from the transformer nameplate rating (or ratings, if the unit has dual or triple ratings)? Then if the losses at nameplate rating are to be evaluated, the loss evaluation for load loss should be multiplied by:

$$\left(\frac{\text{Peak Load}}{\text{Rated Load}} \right)^2$$

For example, suppose the peak load on a 12/16/20 mva transformer will be 14 mva (except in emergencies). Then if the load losses at 12 mva are to be evaluated, multiply the dollars per kilowatt of load loss evaluation by $\left(\frac{14}{12} \right)^2$.

Similarly, if the load losses at 16 mva or 20 mva are to be evaluated, the multipliers are $\left(\frac{14}{16} \right)^2$ or $\left(\frac{14}{20} \right)^2$.

It is not necessary to be concerned with the emergency condition when the unit operates at greater than 14 mva, since some other unit will usually be out of service when this happens, thereby compensating for the increased losses.

Power Transformer Department

GENERAL ELECTRIC

Pittsfield, Mass.

