

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Desenvolvimento de Estimação de Estados em
Tempo-Real para a Rede de Distribuição**

Alda Cristina Rodrigues de Sousa

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite

Janeiro de 2011

© Alda Cristina Rodrigues de Sousa, 2011

Resumo

A função do operador da rede de distribuição é cada vez mais exigente e determinante. As acções tomadas pelo operador da rede devem ser cada vez mais assertivas. No entanto, o aumento da rede de distribuição quer a nível demográfico quer a nível de consumos, em conjunto com a significativa penetração de produção dispersa, trazem novos desafios técnicos ao operador da rede. Por isso, é necessário implementar ferramentas de monitorização e controlo em tempo-real que permitam uma efectiva operação da rede de distribuição, e uma melhor qualidade de serviço fornecida aos clientes. Uma solução é utilizar técnicas de estimação de estados na rede de distribuição. A resolução de um problema de estimação de estados em tempo-real permite em cada momento conhecer uma estimativa do estado da rede. Nesta dissertação é apresentado um algoritmo de estimação de estados para a rede de distribuição baseado no método dos mínimos quadrados ponderados.

Actualmente, o número de medidas em tempo-real na rede de distribuição é obtido unicamente no barramento de Média Tensão da subestação AT/MT. No entanto, para garantir a observabilidade da rede, mais medidas são necessárias, por isso, utiliza-se estimativas de carga nos Postos de Transformação MT/BT. Assim, nesta dissertação é também apresentada uma metodologia para a estimação de carga nos Postos de Transformação MT/BT da rede de distribuição.

O algoritmo de estimação de estados e o método de estimação de cargas são aplicados numa rede real de 15kV portuguesa. Diferentes estudos são realizados para avaliar o desempenho do Estimador de Estados na rede real. Um método de localização estratégica de medidas é também utilizado para identificar a localização de novas medidas de tensão, necessárias para melhorar a performance do Estimador de Estados.

Abstract

The role of the Distribution System Operator (DSO) is demanding and decisive. The actions taken by the DSO have to be assertive. However, increasing the distribution network or at the demographic level or at the level of consumption, together with the significant penetration of distributed generation, bring new technical challenges to the DSO. Therefore, is necessary to implement tools for monitoring and controlling in real-time to effectively operate the network of distribution and a better quality of service provided to customers. One possible solution is to use state estimation techniques in the distribution network. Solving a problem of state estimation in real-time allows to know at all times an estimate of network voltage. The work developed presents an algorithm state estimation for distribution network based on the method weighted least squares.

Currently, the number of measurements in real-time on the distribution network is obtained only in the Medium Voltage busbar at the substation. However, to ensure the observability of the network, further measurements will be necessary, therefore, uses estimates of load on MV/LV station. Thus, this dissertation is also presented a methodology for estimating load on MV/LV station of distribution network.

The state estimation algorithm and the method of estimation of loads are applied in a Distribution Portuguese network of 15kV. Different studies are conducted to evaluate the performance of the State Estimator in the real network. A method of strategic location of measures is used to identify the location of new measures of tension required to improve the performance of the State Estimator.

Agradecimentos

Agradeço à minha colega Clara Gouveia pelo apoio e dedicação oferecidos na elaboração deste trabalho.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite, pelos incentivos, sugestões fundamentais à elaboração deste trabalho, e também, pelos ensinamentos e conselhos dados durante todo o mestrado.

À minha família que tudo fez para que eu nunca desistisse.

Agradeço a todos os docentes que me ajudaram na vida académica.

O meu muito obrigada.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - O porquê da Estimação de Estados na Rede de Distribuição.....	1
1.2 - Definição e objectivos da Estimação de Estados	2
1.3 - Desafios da aplicação de Estimação de Estados na Rede de Distribuição	3
1.4 - Motivação do Trabalho.....	4
1.5 - Objectivos do Trabalho	5
1.6 - Estrutura do Trabalho.....	5
Capítulo 2	7
Estado da Arte - Estimação de Estados na Rede de Distribuição	7
2.1 - Métodos de Estimação de Estados na Rede de Distribuição	8
2.2 - Métodos de Estimação de Carga em Tempo-Real	10
2.3 - Métodos de Localização Estratégica de Medidas na Rede de Distribuição	13
Capítulo 3	15
Estimação de Estados na Rede de Distribuição	15
3.1 - Estimador de Estados na Rede de Distribuição	15
3.1.1 -Variáveis de Entrada do Algoritmo de Estimação de Estados	16
a .Medidas em tempo real	16
b .Medidas Virtuais.....	17
c .Pseudo-medidas	17
d .Processador de Topologia	17
e .Pesos das Medidas.....	17
3.1.2 -Variáveis de Saída do Algoritmo de Estimação de Estados.....	18
3.1.3 -Formulação do Algoritmo de Estimação de Estados.....	18

a .Vector de Estado	18
b .Vector de medidas	19
c .Estimação pelo Método dos Mínimos Quadrados Ponderados.....	19
d .Características da matriz Jacobiano [H] e matriz Ganho [G]	22
e .Definição das funções f(x).....	22
f .Utilização da Distribuição Normal.....	25
g .Confiança nos resultados	26
h .Critério de Arranque e Critério de Paragem	26
i .Processo de Resolução/Ciclo de Funcionamento	27
3.1.4 -Requisitos do Estimador de Estados	30
3.2 - Incerteza das medidas e pseudo-medidas.....	30
3.2.1 -Incerteza das medidas em tempo-real	30
3.2.2 -Incerteza das pseudo-medidas.....	31
3.3 - Localização do Estimador de Estados	32
3.4 - Sumário.....	33
Capítulo 4	35
Estimação do Consumo nos Postos de Transformação da Rede de Distribuição	35
4.1- Estimação de Cargas para a Estimador de Estados em Tempo-real	35
4.2- Sistema de Medição de Energia Eléctrica em Portugal Continental	36
4.2.1 -Sistema de Telecontagem	37
4.2.2 -Sistema de Contagem com Leitura Local	37
4.3- Método de Estimação de Curvas de Carga para os Clientes Finais da Rede de Distribuição	37
4.3.1 -Análise Estatística.....	38
4.4- Método de Estimação de Curvas de Carga em Postos Transformação de Distribuição	38
4.5- Aplicação do Método de Estimação de Carga na Rede Barrosas	39
4.5.1 -Informação fornecida pelo Operador da Rede de Distribuição	39
4.5.2 -Estimação das Curvas de Consumo de Potência Activa nos Postos de Transformação de Distribuição da Rede de Barrosas	40
4.5.3 -Estimação das Curvas de Consumo de Potência Activa nos Postos de Transformação de Cliente da Rede de Barrosas.....	42
4.5.4 -Estimação das Curvas de Consumo de Potência Reactiva nos Postos de Transformação da Rede de Barrosas	46
4.6- Procedimento de Leitura das Estimativas de Carga pelo Estimador de Estados.....	46
4.7- Sumário.....	48
Capítulo 5	49
Estimação de Estados aplicada à Rede de Distribuição de Barrosas	49
5.1 - Rede de Distribuição de Barrosas	49
5.1.1 -Medidas em tempo-real na rede de Barrosas	52
5.2 - Localização Estratégica de Medidas	53
5.2.1 -Novas Medidas em Tempo-Real.....	53
5.2.2 -Método de Localização de Medidas	54
5.3 - Algoritmo de Estimação de Estados aplicado à rede de Barrosas	56
5.3.1 -Validação do Algoritmo de Estimação de Estados.....	56
a .Ferramenta POWER WORLD®	56
b .Perfil da Tensão Estimada versus Perfil da Tensão assumida como Real	56
5.4 - Simulações e Resultados.....	58
5.4.1 -Influência do número de medidas de tensão no desempenho do Estimador de Estados	59
5.4.2 -Influência da localização das medidas de tensão no desempenho do Estimador de Estados	61
5.4.3 -Influência da incerteza das medidas de tensão no desempenho do Estimador de Estados	62
5.4.4 -Influência da incerteza das pseudo-medidas no desempenho do Estimador de Estados	64

5.4.5 -Influência das medidas de trânsito de potência no desempenho do Estimador de Estados.....	68
5.5 - Performance do Estimador de Estados na Rede de Barrosas.....	69
5.6 - Sumário	71
Capítulo 6	73
Principais Conclusões e Possíveis Trabalhos Futuros	73
6.1 - Principais Conclusões do Trabalho.....	73
6.2 - Trabalhos Futuros.....	75
Referências	77
Anexo A.....	81
Curvas de Potência Activa estimadas para os Postos de Transformação de Distribuição da Rede de Barrosas	81
Anexo B.....	89
Curvas de Potência Activa estimadas para os Postos de Transformação de Cliente da Rede de Barrosas	89
Anexo C.....	99
Curvas de Potência Reactiva estimadas para os Postos de Transformação da Rede de Barrosas	99
Anexo D.....	117
Método de <i>Cholesky</i>	117

Lista de Figuras

Figura 3.1 - Entradas e saídas do algoritmo de Estimação de Estados [8]	16
Figura 3.2 - Sistema com dois barramentos esquema unifilar	22
Figura 3.3 - Sistema de dois barramentos considerando a capacidade à terra da linha	24
Figura 3.4 - Sistema de quatro barramentos.....	25
Figura 3.5 - Esquema do algoritmo de Estimação de Estados para a rede de distribuição [5] .	29
Figura 3.6 - Cadeia de Medição [4]	31
Figura 3.7 - Estimador de Estados localizado no centro de controlo (Cortesia do Eng.º Mário Lemos EDP - Distribuição S.A.)	32
Figura 3.8 - Estimador de Estados localizado na subestação (Cortesia do Eng.º Mário Lemos EDP - Distribuição S.A.)	33
Figura 4.1 - Funcionamento do Estimador de Estados em tempo-real	36
Figura 4.2 - Curva representativa de um PTD tipicamente residencial [36]	41
Figura 4.3 - Curva representativa de um PTD tipicamente comercial [36].....	41
Figura 4.4 - Histórico dos consumos de potência activa de um Posto de Transformação de Cliente da rede de Barrosas	42
Figura 4.5 - Histórico dos consumos de potência activa de outro PTC da rede em estudo.	43
Figura 4.6 - Curvas típicas de consumo do PT de cliente 1, para dias úteis e de fim-de-semana.	44
Figura 4.7 - Curvas do desvio-padrão para o consumo de potência activa do PT de cliente 1.....	44
Figura 4.8 - Curvas típicas de consumo do PT de cliente 2, para dias úteis e de fim-de-semana	45
Figura 4.9 - Curvas do desvio-padrão para o consumo de potência activa do PT de cliente 2.....	45

Figura 4.10 - Processo de leitura das pseudo-medidas.....	47
Figura 5.1 - Esquema unifilar da Rede de distribuição - Barrosas.....	50
Figura 5.2 - Esquema do algoritmo de localização de medidas	55
Figura 5.3 - Perfil de tensão assumida como real e tensão estimada no cenário de máximo consumo	57
Figura 5.4 - Incerteza na estimativa da tensão para 500 execuções do Estimador de Estados	58
Figura 5.5 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação utilizando 1 e 2 medidas de tensão	60
Figura 5.6 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com duas medidas de tensão em locais diferentes.....	61
Figura 5.7 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com duas medidas de tensão de diferente incerteza.	62
Figura 5.8 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com duas e três medidas de tensão de $\pm 1.5\%$ de incerteza.....	63
Figura 5.9 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com diferente número de medidas de tensão de $\pm 2\%$ de incerteza	64
Figura 5.10 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com medidas de tensão de $\pm 0.5\%$ de incerteza e diferentes valores de incerteza das pseudo-medidas.....	66
Figura 5.11 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com medidas de tensão de $\pm 1\%$ de incerteza e diferentes valores de incerteza das pseudo-medidas.....	67
Figura 5.12 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com medidas de tensão de $\pm 1.5\%$ de incerteza e diferentes valores de incerteza das pseudo-medidas.....	68
Figura 5.13 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com e sem a medida de fluxo de potência na linha 12 da rede de Barrosas.....	69
Figura A.1 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 5	82
Figura A.2- Perfil diário de potência activa consumida no PTD 11	82
Figura A.3 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 14	83
Figura A.4 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 16	83
Figura A.5 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 26	83
Figura A.6 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 28	84
Figura A.7 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 31	84
Figura A.8 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 34	84
Figura A.9 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 37	85
Figura A.10 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 39	85

Figura A.11 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 40	85
Figura A.12 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 43	86
Figura A.13 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 47	86
Figura A.14 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 49	86
Figura A.15 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 50	87
Figura A.16 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 52	87
Figura A.17 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 57	87
Figura A.18 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 60	88
Figura A.19 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 63	88
Figura B.1 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 3	89
Figura B.2- Perfil diário de potência activa consumida no PTC 6	90
Figura B.3 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 8	90
Figura B.4 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 10.....	91
Figura B.5 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 18.....	91
Figura B.6 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 19.....	92
Figura B.7 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 21.....	92
Figura B.8 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 23.....	93
Figura B.9 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 24.....	93
Figura B.10 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 35	94
Figura B.11 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 38	94
Figura B.12 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 45	95
Figura B.13 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 53	95
Figura B.14 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 55	96
Figura B.15 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 59	96
Figura B.16 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 61	97
Figura C.1 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 3.....	99
Figura C.2 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 5	100
Figura C.3 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 6.....	100
Figura C.4 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 8.....	101
Figura C.5 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 10	101

Figura C.6 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 11	102
Figura C.7 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 14	102
Figura C.8 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 16	103
Figura C.9 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 18	103
Figura C.10 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 19	104
Figura C.11 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 21	104
Figura C.12 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 23	105
Figura C.13 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 24	105
Figura C.14 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 26	106
Figura C.15 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 28	106
Figura C.16 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 31	107
Figura C.17 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 34	107
Figura C.18 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 35	108
Figura C.19 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 37	108
Figura C.20 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 38	109
Figura C.21 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 39	109
Figura C.22 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 40	110
Figura C.23 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 43	110
Figura C.24 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 45	111
Figura C.25 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 47	111
Figura C.26 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 49	112
Figura C.27 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 50	112
Figura C.28 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 52	113
Figura C.29 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 53	113
Figura C.30 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 55	114
Figura C.31 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 57	114
Figura C.32 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 59	115
Figura C.33 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 60	115
Figura C.34 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 61	116
Figura C.35 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 63	116

Lista de tabelas

Tabela 5.1 - Caracterização dos Barramentos de Carga	51
Tabela 5.2 - Barramentos permissíveis para a leitura em tempo-real do módulo da tensão... 59	
Tabela 5.3 - Casos Estudados	65
Tabela 5.4 - Performance do Estimador de Estados com apenas a medida de tensão no barramento 15kV da subestação.....	70
Tabela 5.5 - Performance do Estimador de Estados com duas medidas de tensão	70
Tabela 5.6 - Performance do Estimador de Estados com três medidas de tensão	71
Tabela 5.7 - Performance do Estimador de Estados com quatro medidas de tensão.....	71
Tabela A.1 - Caracterização dos Postos de Transformação da Rede de Barrosas	81

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AMR	Automated Meter Reading
ARMA	Auto Regressive Moving Average
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Clientes Finais de Baixa Tensão Especial
BTN	Clientes Finais de Baixa Tensão Normal
EE	Estimador de Estados
MT	Média Tensão
PT	Posto de Transformação MT/BT
PTC	Posto de Transformação de Cliente
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
TT	Transformador de Tensão
TI	Transformador de Corrente
WLS	Weighted Least Square
WLAV	Weighted Least Absolute Value

Lista de símbolos

$[z]$	Vector de medidas
P	Potência activa
Q	Potência Reactiva
$[x]$	Vector de estados
V_i	Módulo da tensão no barramento i
θ_i	Fase da tensão no barramento i
σ_i^2	Variância da medida i

$f(x)$	Função não linear que relaciona o vector de medidas com o vector de estados
$[H]$	Matriz Jacobiana
$[R]$	Matriz diagonal das variâncias das medidas
$[C]$	Matriz Co-variância
\bar{X}	Valor médio de um conjunto de dados
I_{AB}	Corrente na linha AB
G_{AB}	Condutância da linha AB
B_{AB}	Susceptância da linha AB
C	Capacidade à terra da linha AB
σ_i	Desvio-padrão da medida i
$\cos \varphi$	Factor de potência
ε	Erro mínimo estabelecido para o critério de paragem do algoritmo
$[a]$	Matriz dos resíduos

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo será descrito o conceito, as vantagens e o objectivo da aplicação de técnicas de estimação de estados na rede de distribuição. Também serão apresentados os principais desafios do desenvolvimento de estimação de estados para a rede de distribuição, que dificultam uma possível implementação real de um algoritmo de estimação de estados nestas redes.

Finalmente, expõe-se as razões que motivaram a elaboração deste trabalho e apresentam-se os objectivos previamente estabelecidos para o trabalho desenvolvido. A organização do trabalho é finalmente estruturada, em função dos objectivos fixados nesta dissertação.

1.1 - O porquê da Estimação de Estados na Rede de Distribuição

O operador da rede de distribuição tem assistido a um crescimento da sua rede, quer a nível demográfico quer no que diz respeito ao aumento dos consumos e, actualmente, à integração de produção dispersa nas redes de Média Tensão (MT) [1]. Estes factos, associados à intenção de manter altos padrões de qualidade e segurança no fornecimento de serviço, levam a que o operador de rede de distribuição pondere novas técnicas de gestão e controlo da sua rede.

O controlo da rede de distribuição tem sido realizado apenas com o conhecimento de medidas em tempo-real da subestação AT/MT. No entanto, a actual realidade destas redes tem revelado que estas medidas são insuficientes para a realização de um efectivo controlo das redes de MT. Portanto, a evolução da rede de distribuição exige o desenvolvimento de novas técnicas de controlo e gestão que auxiliem o operador na tomada de decisões. Os novos métodos de monitorização da rede de MT devem proporcionar o controlo em tempo-real destas redes. Ou seja, permitir ao operador conhecer em cada momento o verdadeiro estado da rede, para garantir o sucesso de todas as acções de controlo e consequentemente melhorar a qualidade de serviço fornecida aos clientes. Uma solução é alargar a aplicação de

2 Introdução

técnicas de estimação de estados, até agora utilizadas na rede de transporte [2], à rede de distribuição.

A estimação de estados é uma ferramenta de monitorização que pode proporcionar um melhor controlo devido ao estabelecimento em tempo-real de uma base de dados coerente, completa e fiável. O Estimador de Estados (EE) é um algoritmo que permite determinar, a partir de um conjunto mínimo de medidas em tempo-real, o módulo e fase das tensões em todos os barramentos da rede afectadas de uma determinada incerteza, também calculada através do algoritmo. Assim, é possível otimizar as acções de controlo e actualmente aumentar a integração de produção dispersa na rede de MT [3]. A implementação de técnicas de estimação de estados minimiza o investimento em equipamentos de medida e infra-estruturas de comunicação, que seriam necessários instalar para obter de forma directa o mesmo conjunto de medidas, ou seja, as tensões em todos os barramentos da rede.

O objectivo do operador da rede de distribuição sempre foi promover qualidade e confiança na distribuição de energia eléctrica e a estimação de estados é uma solução aos problemas existentes actualmente nas redes de MT.

1.2 - Definição e objectivos da Estimação de Estados

A estimação de estados é uma metodologia que permite determinar a melhor estimativa para as variáveis de estado da rede. As variáveis de estados são o conjunto mínimo de grandezas que caracterizam completamente o funcionamento da rede, habitualmente considera-se o módulo e fase da tensão em todos os barramentos, com excepção da fase do barramento de referência, que é previamente fixada. Portanto, o Estimador de Estados (EE) é um algoritmo que estima as variáveis de estado afectadas de uma incerteza, também calculada através do algoritmo. Para isso, considera um conjunto mínimo de medidas em tempo-real e a respectiva incerteza, referente à classe de precisão dos equipamentos de leitura e aos erros inseridos pela cadeia de teletransmissão de dados para o centro de controlo. Assim, as variáveis de estado são determinadas pela minimização do erro quadrático de todas as medidas. O erro é dado pela diferença entre o valor da medida e a função $h(x)$ que relaciona a medida com as variáveis de estado. O erro é pesado pela respectiva incerteza da medida em tempo-real.

A implementação de técnicas de estimação de estados na rede de Média Tensão (MT) tem como principal objectivo suprimir a falta de informação sobre o estado da rede, facilitando o operador nas suas funções de monitorização. Um algoritmo de estimação de estados com funcionamento em tempo-real permite ao operador conhecer em cada momento o módulo da tensão em todos os barramentos, e conseqüentemente otimizar as suas acções de controlo e monitorização da rede eléctrica. No entanto, o EE pode também ser utilizado na fase de planeamento com a vantagem de proporcionar soluções mais correctas para diversos problemas. Portanto, o EE poderá ser utilizado em tempo-real, mas também, poderá ser utilizado na fase de planeamento tendo por conseguinte objectivos diferentes.

A implementação do EE em tempo-real tem como principal interesse facilitar o controlo activo, permitindo ao operador [4]:

- Aumentar a capacidade de monitorização;
- Conhecer a configuração correcta da rede;
- Detectar anomalias devido a incidentes (curto-circuitos) e avarias de equipamentos de medida ou transmissão de dados;
- Conhecer uma estimativa das tensões nos barramentos, afectas de uma determinada incerteza, e conseqüentemente possibilita o cálculo dos trânsitos de potências nas linhas;
- Actualmente, proporciona o aumento da produção dispersa.

Na fase de planeamento, o EE pode ser utilizado para auxiliar na resolução de problemas importantes para garantir o sucesso da implementação em tempo-real do EE, tais como [4]:

- Eleição/Minimização de pontos de medida;
- Selecção das grandezas mais indicadas para medir;
- Selecção de aparelhagem de medida a instalar e sua classe de precisão.

Assim, o algoritmo de estimação de estados é uma ferramenta cuja implementação pode facilitar a monitorização e controlo das redes de distribuição, o que permite otimizar as decisões do operador e conseqüentemente melhorar a qualidade de serviço e assegurar exigências mínimas de segurança.

1.3 - Desafios da aplicação de Estimação de Estados na Rede de Distribuição

O objectivo do Estimador de Estados (EE) na rede de distribuição é determinar as tensões em toda a rede, afectas de um erro conhecido, através de um conjunto de medidas em tempo real. Contudo, e ao contrário do que acontece na rede de transporte, na rede de distribuição o número de medidas em tempo real é reduzido e insuficiente para estimar as tensões em toda a rede. Portanto, para garantir a observabilidade da rede seria necessário instalar uma quantidade significativa de aparelhos de medição, o que não é economicamente viável [5].

Assim, a implementação de um algoritmo de estimação de estados na rede de distribuição é um desafio precisamente devido ao número limitado de medidas em tempo-real. Isto porque, não sendo economicamente viável a leitura de um conjunto de medidas em quantidade suficiente para estimar as tensões em toda a rede, então o EE tem de lidar com medidas “off-line”, que são estimativas de carga, frequentemente denominadas por pseudo-medidas [5]. Portanto, a estimação de estados na rede de distribuição é resolvida com base nas medidas da subestação AT/MT, em algumas medidas em pontos críticos e num largo número de estimativas de carga.

A estimação de cargas constitui por si só um grande desafio, porque o consumo de cada cliente apresenta um comportamento muito variável, tornando difícil realizar uma estimação de cargas. A aplicação do EE em tempo-real requer uma estimativa da variação ao longo do

4 Introdução

dia do consumo de potência activa e reactiva em todos os Postos de Transformação (PT's) da rede [6]. Este facto, associado à inviabilidade económica de instalar uma grande quantidade de equipamentos de medida, estabelece os principais desafios da aplicação de técnicas de estimação de estados na rede de distribuição.

Por um lado, para se minimizar o investimento em sistemas de medição é necessário utilizar-se uma grande quantidade de estimativas de carga. Por outro lado, uma grande quantidade de pseudo-medidas pode provocar problema de convergência no algoritmo de estimação de estados. Isto porque, o número reduzido de medidas em tempo-real e a grande quantidade de pseudo-medidas podem agir em oposição, fazendo com que o EE possivelmente convirja para um óptimo local [3].

Existem ainda outros desafios relativamente à implementação do EE na rede de distribuição, relacionados com:

- A limitação dos canais de transmissão de dados para o centro de controlo, que condicionam a recolha de medidas em tempo-real;
- Restrições na selecção da localização de novas medidas, que condicionam os resultados do EE;
- Problemas na aquisição das medidas em tempo-real, ou seja, um conjunto de medidas num determinado momento podem relacionar diferentes estados da rede.

Todos estes desafios devem ser estudados e analisados para que a implementação do EE na rede de distribuição seja possível, e os resultados obtidos sejam coerentes e fiáveis, garantindo-se o sucesso na aplicação do EE na rede de distribuição.

1.4 - Motivação do Trabalho

A função do operador da rede de distribuição é cada vez mais exigente e determinante. As acções tomadas pelo operador da rede devem ser cada vez mais assertivas. Os clientes finais estão mais exigentes e conhecem os seus direitos relativamente à qualidade de serviço prestada pelo operador da rede de distribuição.

No entanto, o aumento da rede de distribuição quer a nível demográfico quer a nível de consumos, em conjunto com a significativa penetração de produção dispersa, trazem novos desafios técnicos ao operador da rede [7]. Isto porque, as redes de Média Tensão (MT) não foram originalmente construídas para incorporar produção dispersa. Como o objectivo do operador sempre foi promover qualidade e confiança no fornecimento de serviço, então novas técnicas de monitorização são necessárias para um efectivo controlo da rede de distribuição.

O controlo da rede de distribuição é actualmente realizado apenas com as medidas em tempo-real da subestação AT/MT. Mas, estas medidas têm-se revelado insuficientes para garantir uma permanente monitorização da rede. Portanto, é necessário implementar um

processo que possibilite o controlo em tempo-real da rede de distribuição, e consequentemente proporcione uma melhoria na qualidade de serviço fornecida aos clientes.

Uma solução está na utilização de técnicas de estimação de estados. A resolução do problema de estimação de estados em tempo-real permite em cada momento conhecer uma estimativa do estado da rede. Assim, é possível otimizar as decisões do operador, assegurar exigências mínimas de segurança e actualmente facilitar o aumento da integração de produção dispersa nas redes de MT.

Neste trabalho, desenvolve-se um estudo sobre a aplicação de um algoritmo de estimação de estados numa rede real de 15kV portuguesa. O interesse em estudar a implementação de um EE numa rede real permite conhecer as possíveis limitações práticas do problema, e compreender os primeiros passos na passagem da teoria à prática.

1.5 - Objectivos do Trabalho

O objectivo fundamental do trabalho realizado ao longo desta dissertação é aplicar um algoritmo de estimação de estados numa rede de distribuição real, com a intenção de averiguar a viabilidade desta implementação face aos dados disponíveis em tempo real.

O trabalho desenvolvido visa dar um contributo na área da aplicação de Estimação de Estados na rede de distribuição, tendo como mais-valia o facto da participação directa do operador da rede de distribuição em Portugal. A colaboração do operador da rede facilitou a tomada de consciência de determinadas limitações e interesses da indústria nesta área, bem como, um estudo mais realista.

Esta dissertação tem por base o trabalho desenvolvido em [8], mas tende a distinguir-se pelo facto de se pretender estudar uma metodologia de estimação de carga em tempo-real, necessária ao processo de estimação de estados. Assim, o segundo objectivo é definir uma metodologia fiável e praticável para a estimação de cargas na Baixa Tensão (BT).

1.6 - Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto por seis capítulos estruturados em função dos dois objectivos principais do trabalho. Assim, após esta introdução, apresenta-se no Capítulo 2 uma revisão da literatura sobre estimação de estados na rede de distribuição, técnicas de estimação de carga em tempo-real e métodos de localização estratégica de medidas na rede de distribuição.

O Capítulo 3 é dedicado à formulação do algoritmo de estimação de estados baseado no método dos mínimos quadrados ponderados. O algoritmo utiliza estimativas de carga para compensar o número insuficiente de medidas na rede de Média Tensão (MT). Neste capítulo é também apresentada uma cadeia de medição clássica cujo objectivo é identificar as diferentes fontes de erro que afectam as medidas em tempo-real.

6 Introdução

O Capítulo 4 é dedicado à apresentação de um método de estimação do consumo nos Postos de Transformação MT/BT, com base em dados reais recolhidos pelo operador da rede de distribuição. O método é aplicado aos Postos de Transformação da rede real em estudo nesta dissertação.

No Capítulo 5, o algoritmo formulado no Capítulo 3 é aplicado a uma rede real disponibilizada pelo operador da rede de distribuição, utilizando as estimativas de carga realizadas no Capítulo 4 e um conjunto de medidas recolhidas da rede. Várias estimações de estado são realizadas para diferentes cenários de incerteza nas medidas em tempo-real, incerteza das estimativas de carga, número e localização das medidas de tensão com o objectivo de avaliar a performance do Estimador de Estados nas diferentes simulações.

Finalmente, no Capítulo 6 apresentam-se as principais conclusões do trabalho e sugerem-se perspectivas de prosseguimento da aplicação do Estimador de Estados na rede de distribuição.

Um conjunto de Anexos contendo informação complementar dos estudos realizados completa este trabalho.

Capítulo 2

Estado da Arte - Estimação de Estados na Rede de Distribuição

Algoritmos de estimação de estados têm sido implementados, com êxito, no sistema de transporte de energia eléctrica, facilitando o controlo activo destas redes [2, 9, 10, 11, 12]. O mesmo não acontece com a rede de distribuição de energia eléctrica, onde o operador controla de forma passiva a sua rede. No entanto, a actual necessidade de se ter uma melhor qualidade de serviço, bem como, o aumento de produção dispersa nas redes de distribuição é responsável pela urgência em controlar activamente as redes de distribuição. Neste sentido, nos últimos anos, a publicação de trabalhos sobre estimação de estados para a rede de distribuição tem crescido significativamente. O problema de estimação de estados tem sido estudado para promover uma possível implementação na rede de Média Tensão (MT). Assim, este Capítulo tem como objectivo apresentar uma revisão acerca dos principais trabalhos publicados sobre estimação de estados na rede de distribuição.

Na Secção 2.1 uma revisão das principais soluções publicadas para estimação de estados na rede de distribuição é apresentada. No final desta Secção, faz-se referência ao método de estimação de estados utilizado neste trabalho, realizando-se uma justificação plausível da opção tomada.

O número reduzido de medidas em tempo-real e a inviabilidade em termos económicos, de se instalar um número suficiente de equipamentos de medidas, revela ser um grande desafio para a resolução do problema de estimação de estados. A falta de medidas é compensada por estimativas de carga nos Postos de Transformação (PT's). Este desafio é responsável pelo desenvolvimento de técnicas de estimação de carga em tempo-real, para aplicação do Estimador de Estados (EE). Na Secção 2.2 deste Capítulo, a importância de se obter em tempo-real estimativas de carga em todos os PT's da rede, é realçada. Os principais trabalhos publicados, sobre a estimação de cargas em tempo-real para complementar o EE, são apresentados. A metodologia utilizada para estimar as cargas em tempo-real é fundamentada na parte final desta Secção.

Actualmente, o número de medidas em tempo-real na MT é obtido unicamente no barramento MT da subestação AT/MT. Contudo, para garantir a observabilidade de toda a rede, mais medidas são necessárias. Por isso, e devido à inviabilidade em termos económicos de se instalar um grande número de equipamentos de medida, o EE tem que lidar com um

grande número de estimativas de carga nos PT's. No entanto, uma escolha adequada de um conjunto de medidas em tempo real, localizadas estrategicamente na rede, introduz melhorias ao nível da precisão dos resultados obtidos do EE. Existem trabalhos publicados sobre a localização estratégica de medidas em tempo real, que demonstram soluções a este problema. Assim, na última Secção deste Capítulo (Secção 2.3), estes trabalhos são exibidos e comentados.

2.1 - Métodos de Estimação de Estados na Rede de Distribuição

Técnicas de estimação de estados foram inicialmente aplicadas em redes de transporte [2, 9, 10, 11, 12], e o sucesso atingido em conjunto com os problemas actuais da rede de distribuição, têm suscitado o interesse em implementar EE ao nível da distribuição de energia eléctrica. Assim, existe hoje em dia, uma variedade de trabalhos publicados referentes à aplicação de estimação de estados na rede de distribuição [5, 13, 14, 15]. É igualmente nesta área que se fundamenta o desenvolvimento desta dissertação. A intenção de se viabilizar a implementação de um algoritmo de estimação de estados na rede de distribuição é, neste trabalho, reforçada com o estudo numa rede de MT real.

De um modo geral, as publicações sobre estimação de estados na rede de distribuição dividem-se em trabalhos que se centram na adaptação de metodologias utilizadas no sistema de transporte à rede de distribuição [5, 13, 15, 16], e no desenvolvimento de novas técnicas de EE para a rede de MT [17, 18, 19].

No entanto, utilizar as técnicas de estimação de estados implementadas no sistema de transporte, para promover um EE para a rede de distribuição é extremamente desafiador. Isto porque, o planeamento, a operação, a topologia e características das redes de MT são muito diferentes das redes de transporte. As redes de distribuição apresentam características muito particulares e que as diferenciam das redes de transmissão, entre estas características distinguem-se a topologia radial, as múltiplas derivações e o número reduzido de medidas em tempo real. Em [3] são aprofundados os problemas de utilizar algoritmos de estimação de estados, promovidos para sistema de transporte, na rede de distribuição.

Uma exposição dos principais trabalhos de estimação de estados na rede de distribuição, ou seja, uma apresentação de soluções possíveis do problema é realizada de seguida.

A adaptação directa de algoritmos de estimação de estados da rede de transporte para a rede de distribuição é realizada em [16]. Os autores estudam o desempenho de três metodologias de estimação de estados, a fim de seleccionar qual a que melhor se adequa à implementação de um estimador na rede de distribuição. Uma técnica de estimação analisada baseia-se no método dos mínimos quadrados ponderados (do inglês *Weighted Least Square* - WLS), outra no método do mínimo valor absoluto ponderado (do inglês *Weighted Least Absolute Value* - WLAV) e a última uma combinação das duas técnicas WLS e WLAV. Como resultado os autores concluem que WLAV e a técnica combinada não podem ser aplicadas na rede de distribuição. Um estimador baseado em WLS tem um desempenho consistente e de melhor qualidade quando aplicado a sistemas de distribuição.

Diferentes publicações têm sugerido a implementação de um EE trifásico, como é o caso de [5, 13, 14, 15]. Em [13] o autor apresenta um algoritmo de estimação de estado trifásico baseado no método dos mínimos quadrados ponderado. As variáveis de estado são os módulos

e os ângulos das tensões em todos os barramentos. O estimador combina a informação relativa à configuração do sistema, medidas em tempo-real e pseudo-medidas (estimativas de carga), para estimar o estado da rede. O autor demonstra, também, a influência da localização de medidas e da exactidão das medidas nos resultados do estimador.

Outra resolução trifásica do problema é exibida em [5], onde as variáveis de estado são igualmente o módulo e fase da tensão nos barramentos, mas, a técnica utilizada é o método dos mínimos quadrados ponderados aplicado às correntes. O algoritmo de estimação de estados baseado na corrente converte, em cada iteração, as medidas de potência no valor equivalente em corrente. Esta formulação baseada na corrente foi estudada e comparada com outros métodos de Estimação de Estados, desenvolvidos para o sistema de distribuição.

Em [14] os autores mostram um algoritmo onde as variáveis de estados são as correntes nos ramos. Portanto, estes autores propõem uma metodologia de EE similar aos anteriores [5, 13], mas as variáveis de estado passam a corresponder às correntes nos ramos e não aos módulos e ângulos das tensões nos barramentos. Uma desvantagem deste método reside no facto de apenas ser adequado a redes radiais, condicionando a sua aplicação em redes emalhadadas.

Um EE trifásico de rápido desacoplamento, que utiliza o método dos mínimos quadrados ponderados e uma formulação baseadas nas correntes nos ramos é apresentado em [15].

De uma forma generalizada, os modelos de estimação de estados trifásicos constituem algoritmos complexos e de difícil implementação. Um EE trifásico exige a leitura de medidas em tempo-real e estimativas de carga em cada fase. No entanto, em Portugal, medidas de tensão e corrente são recolhidas apenas numa das fases, ou seja, os Transformadores de Tensão (TT) e Transformadores de Corrente (TI) estão instalados numa só fase. Tendo em conta esta realidade, neste trabalho, considera-se que a rede de distribuição é equilibrada, o que simplifica o algoritmo de estimação de estados apresentado.

Outras formas de resolução do problema de estimação de estados são apresentadas em [17] e [19]. Em [17] os autores apresentaram uma metodologia que consiste numa formulação probabilística de distribuição do fluxo de potência pelo circuito, tratando as medidas lidas em tempo real como restrições da solução do problema.

Em [19] propõem-se um novo algoritmo de estimação de estados baseado no módulo das correntes, onde a solução é obtida pela resolução da 1ª Lei de Kirchhoff. O método tem em conta, medidas de corrente em tempo-real e estimativas da corrente nos transformadores MT/BT (obtidas a partir de modelos de carga estatísticos).

A desvantagem dos trabalhos [17] e [19] reside no facto de estes métodos serem apenas válidos para redes radiais. A rede de distribuição foi projectada para ser explorada de forma radial, mas o actual aumento significativo de penetração de produção dispersa implica que estas redes se tornem cada vez mais emalhadadas. Assim, a utilização de técnicas que foram inicialmente desenvolvidas para redes radiais não são actualmente aplicáveis. Por outro lado, as técnicas desenvolvidas para redes de transporte são as mais utilizadas na rede de distribuição, porque são aplicáveis quer em redes emalhadadas, quer em redes radiais.

Por último, em [18] os autores desenvolveram um algoritmo baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, que permite calcular o vector de estado, associando informação adquirida do sistema de medidas e informação obtida a partir de características conhecidas de algumas grandezas, e modelizadas por números imprecisos (números fuzzy). A utilização de técnicas baseadas em inteligência computacional exige maior complexidade no desenvolvimento do algoritmo de Estimação de Estados.

Nesta dissertação é apresentado um algoritmo de Estimação de Estados baseado no método dos mínimos quadrados ponderados e similar a [13]. Contudo, devido à consideração de que as redes de distribuição em Portugal são equilibradas, o algoritmo apresentado é monofásica, tal como em [9].

O bom desempenho de um EE baseado no método dos mínimos ponderados, tal como mostrado em [16], e as particularidades deste algoritmo em se adaptar quer a redes emalhasadas quer a redes radiais, estiveram na origem da escolha da técnica a utilizar neste trabalho. Também, devido à recolha das medidas em tempo-real ser apenas realizada numa das fases do sistema trifásico, tornou-se obrigatório considerar um EE monofásico. Em suma, a escolha do método a utilizar nesta dissertação, teve sempre como critério, uma técnica viável e de fácil aplicação.

O EE é uma ferramenta que pode proporcionar um controlo adequado da rede de distribuição, podendo ser utilizada como auxílio no controlo activo da tensão. Esta aplicação possibilita uma melhoria do perfil da tensão em toda a rede, ou seja, uma melhoraria na qualidade de serviço, tal como estudado em [20].

2.2 - Métodos de Estimação de Carga em Tempo-Real

Uma parte essencial para a implementação de qualquer Estimador de Estados (EE) na rede de distribuição é um procedimento para representar a carga em tempo-real, ou seja, um método que forneça estimativas de consumo em todos os Postos de Transformação (PT) da rede [13]. Isto porque, ao nível da distribuição de energia eléctrica existe um número limitado de medidas em tempo-real, e a insuficiência de medidas é compensada por informação dos consumos em cada PT. Portanto, o EE tem de lidar com estimativas de consumo, denominadas pseudo-medidas. No entanto, as estimativas de carga são afectadas por uma grande incerteza, uma vez que, é difícil estimar as cargas na Baixa Tensão (BT).

As técnicas tradicionais de estimação de cargas, submetem-se apenas a estudos de pico de consumo, ignorando quer a variação normal de consumo ao longo do dia, como também, revelam indisponibilidade para fornecer uma medida de incerteza sobre as estimativas. Portanto, nestas circunstâncias, os métodos tradicionais não de adequam às necessidades do EE. Nos mais diversos trabalhos publicados [13, 14, 15, 16, 17], sobre EE na rede de distribuição, vários investigadores têm assumido que as estimativas e a incerteza do consumo em tempo-real estão disponíveis, mas frequentemente as empresas de distribuição não têm informação detalhada sobre os consumos nos PT's.

Uma estimação de cargas, com um nível de precisão aceitável, é muitas vezes impossível. Isto porque, o consumo está fortemente condicionado por factores económicos, como o nível de actividade industrial ou agrícola, meteorológicos como por exemplo a temperatura, e também, por factores cronológicos como o dia da semana e/ou hora do dia. Contudo, devido

à quantidade reduzida de medidas em tempo-real na rede de distribuição, uma coerente estimativa de cargas é necessária, para o adequado funcionamento do EE. Em [21] os autores concluem que, com a pequena quantidade de medidas em tempo-real, a precisão da estimativa de carga é extremamente importante.

A efectiva necessidade de um processo de estimação de carga que possa fornecer em tempo-real, quer estimativas de consumo em todos os PT's da rede, quer uma medida de incerteza sobre o valor estimado, tem dado origem a vários trabalhos publicados sobre estimação de carga como uma entrada do EE na rede de distribuição [6, 22].

Em [6] os autores apresentam uma técnica de estimação da carga em tempo-real que incorpora o uso de curvas típicas de classes de consumidores e fornece uma medida estatística da incerteza nas estimativas. Este método tem em conta a possibilidade de existirem múltiplas medidas em tempo-real de fluxo nas linhas, e utilizam informação de facturamento dos clientes. Estas curvas diárias de carga podem ser obtidas estatisticamente através da informação histórica dos consumos, podendo tipicamente ser em função da época do ano, dia da semana e temperatura.

Uma solução para a produção de curvas típicas de carga é apresentada em [23, 24]. Em [23] os autores apresentam um trabalho que consiste na produção estatística de uma curva média e uma curva de dispersão, para determinados tipos de consumidores de energia eléctrica. Com base em medições, curvas típicas foram produzidas, utilizando métodos estatísticos, para vários tipos de clientes. Após isto, é realizada a normalização das curvas de carga produzidas para cada tipo de consumidor. Em [24] um processo semelhante ao mostrado em [23] é apresentado. A determinação de curvas de carga para consumidores residenciais, comerciais e industriais interligados a um PT, baseado em medições realizadas pelo operador da rede, é desenvolvida. Assim, para determinar a carga esperada num determinado PT, os autores propõem a agregação das curvas representativas de cada consumidor e o seu respectivo consumo mensal de energia.

Os métodos de estimação de cargas que se baseiam na produção de curvas típicas de consumo, traduzem-se em projectos bastantes dispendiosos, pois é necessário registar o consumo de cada cliente, durante um longo período de tempo, para construir curvas típicas de consumo fiáveis. No entanto, a aplicação da metodologia, para a estimação de cargas em tempo real tal como em [6] e complementada por [23, 24], é extremamente simples, pois, apenas são utilizadas técnicas estatísticas. Por outro lado, a informação necessária para a aplicação deste método é facilmente conseguida pela empresa concessionária da rede de distribuição, o que torna este método uma solução adequada ao problema de estimação de cargas em tempo-real.

Em [22] os autores propõem um algoritmo para modelizar a carga em tempo-real que utiliza informação de dispositivos de medição automáticos (AMR) instalados nas casas dos clientes. Os AMR's são dispositivos que fornecem informação do consumo do cliente, e outro tipo de informação como confirmação de interrupção ou restauração de serviço. Assim, o algoritmo de estimação de carga utiliza informação que deriva dos AMR's, e também utiliza curvas típicas de consumo, para melhorar as estimativas. A desvantagem deste trabalho reside precisamente na utilização de informação dos AMR's, pois actualmente em Portugal não existe este tipo de comunicação.

Técnicas de estimação de cargas, directamente desenvolvidas a pensar no resultado como uma entrada do EE, têm sido publicadas com a motivação de se conhecer com maior precisão os consumos nos postos de transformação. Este é o caso dos trabalhos [25, 26, 27]. De seguida estas técnicas são apresentadas e comentadas com o objectivo de realçar a inviabilidade da sua utilização no trabalho desenvolvido nesta dissertação.

Em [25] os autores descrevem um processo para estimar as curvas diárias de potência activa e reactiva, em todos os barramentos da rede, que se divide em dois passos: Estimativa grosseira e Refinamento da estimativa. No primeiro passo é realizada uma estimativa grosseira das curvas diárias de carga de cada transformador MT/BT, tendo em conta, dados de facturamento, informação sócio-económica, curvas típicas de consumos de cada cliente e a potência injectada na subestação AT/MT. Posteriormente, técnicas de estimação de estado são adoptadas para refinar a estimativa feita no primeiro passo. Este método é apenas aplicável a redes radiais, pois a estimação grosseira é realizada tendo em conta que, a soma da carga em todos os barramentos, é igual à potência injectada na subestação menos as perdas na rede. Por outro lado, o refinamento da estimativa, por si só, já faz uso do método dos mínimos quadrado ponderados, para estimar o vector de estados, e consequentemente calcular a carga nos PT's com maior precisão. Basicamente, a resolução do problema de estimação de estados, para refinar a estimativa de cargas, é também desafiadora, nomeadamente devido ao número limitado de medidas em tempo-real.

Outros trabalhos utilizam inteligência computacional para estimar as cargas num sistema de distribuição. Em [26] propõem um método baseado em lógica fuzzy para estimar as cargas e elaborar um plano de restabelecimento de serviço, após uma falha. No entanto, este método foi desenvolvido considerando a sua aplicação a redes radiais.

Apesar do caso de estudo promovido nesta dissertação ser uma rede radial, a intenção é estudar uma técnica que se aplique tanto em redes radiais, como em redes emalhadadas. Por isso, [25] e [26] não são soluções possíveis ao problema deste trabalho.

Existem ainda, trabalhos que utilizam técnicas de previsão para estimar o consumo em todos os nós da rede distribuição. Um caso é [27] onde os autores apresentam uma aplicação em tempo-real de previsão de carga a curto-prazo para o sistema de distribuição. A implementação é realizada através da utilização de um modelo global de previsão de carga consistindo em séries temporais, relação não-linear carga-temperatura e uma função de carga residual, representado por um modelo ARMA (auto-regressive moving average). Este método requer informação, tal como valores de temperatura, que se considera estarem inacessíveis para a elaboração deste trabalho.

Por todas as observações expostas nesta Secção, a metodologia utilizada nesta dissertação, para a estimação do consumo em todos os PT's da rede, baseia-se fundamentalmente nos trabalhos publicados [6, 23, 24], considerando-se pequenas modificações. Esta opção deve-se fundamentalmente à simplicidade da aplicação destas metodologias, bem como, à informação disponível acerca dos PT's, da rede real estudada nesta dissertação. Isto porque, a falta de uma informação mais detalhada sobre o consumo de cada PT, limita fortemente a escolha do método de estimação de cargas.

2.3 - Métodos de Localização Estratégica de Medidas na Rede de Distribuição

A estimação de estados é uma estratégia de controlo que aplicada em tempo-real permite conhecer, em cada momento, uma estimativa da tensão em todos os barramentos da rede, através de um conjunto mínimo de medidas [2]. Contudo, nas redes de Média Tensão (MT), o número de medidas em tempo-real é extremamente limitado para garantir a observabilidade de toda a rede, por isso, mais medidas são necessárias. Mas, como a instalação de equipamentos de medida, em quantidade suficiente para garantir uma rede completamente observável, é economicamente inviável, então utiliza-se estimativas de cargas nos Postos de Transformação (PT's) [13]. No entanto, uma grande quantidade de pseudo-medidas pode provocar uma divergência do Estimador de Estados ou pode fazer com que os resultados obtidos não sejam satisfatórios [3]. Para melhorar os resultados do EE mais medidas em tempo-real devem ser consideradas.

Assim, os trabalhos desenvolvidos em função da implementação do EE na rede de distribuição têm suscitado o interesse em estudar técnicas de localização de pontos de medida [28], cujo objectivo é determinar o número, o local e o tipo de medida que é preciso instalar, de tal forma que o EE tenha um desempenho desejado. Mais especificamente, pretende-se que através destas medidas seja possível aumentar a precisão dos resultados do EE. No entanto, a colocação de novos equipamentos de medida e novas infra-estruturas de comunicação exige um grande investimento, pelo que, normalmente limita o número de medidas que podem ser instaladas na rede de distribuição. Por isso, várias possibilidades de algoritmos para a localização de pontos de medidas nas redes de distribuição, conjugando o interesse em melhorar a performance do EE com os recursos financeiros, têm vindo a ser desenvolvidos [28, 29]. Um estudo comparativo sobre o número de trabalhos publicados nesta área é apresentado em [28], cujos resultados comprovam a evolução significativa da literatura sobre métodos de localização estratégica de medidas para estimação de estados na rede de distribuição.

Em [28] é mostrada uma revisão de várias técnicas de localização de medidas como auxílio do EE. Diferentes métodos baseados em algoritmos genéticos, redes neuronais, programação linear, entre outros são apresentados, e são fundamentadas as vantagens e desvantagens de cada um.

Em [29] os autores propõem uma lógica de colocação de medidas baseada num conjunto de acções automáticas de monitorização do sistema eléctrico de energia. Os autores sugerem a instalação de equipamento de medida em todos os disjuntores e fusíveis que são constantemente monitorizados, tal como, em disjuntores/seccionador normalmente abertos. Após isto, os autores sugerem a utilização do algoritmo de estimação de estados para eliminar medidas, tendo em conta a contribuição da medida para a precisão das estimativas do vector de estados. Este método é especialmente adoptado para redes radiais, e apesar de ser computacionalmente simples, é um processo lento na procura da solução óptima.

Em [7] os autores propõem um processo iterativo para a localização de medidas na rede de distribuição baseado na utilização do estimador de estados. Considerando inicialmente as pseudo-medidas e as medidas em tempo real existentes, o EE é executado e a incerteza

associada à estimativa da tensão é analisada. Se o valor da incerteza na estimativa violar o limite estabelecido, então uma nova medida de tensão é considerada no barramento com maior incerteza. O processo termina quando se atinge uma incerteza suficiente pequena nas estimativas das tensões em todos os barramentos da rede.

Nesta dissertaco utiliza-se o método apresentado em [7] para estudar o reforço dos sistemas de medição, da rede de MT em análise neste trabalho, por ser um método computacionalmente simples e de fácil aplicacão.

Capítulo 3

Estimação de Estados na Rede de Distribuição

Neste capítulo, apresenta-se a formulação detalhada do algoritmo de estimação de estados baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, tendo em conta a sua viabilidade para uma futura implementação na rede de distribuição. A incerteza associada às medidas em tempo-real é discutida na Secção 3.2, recorrendo-se à representação de uma cadeia de medição clássica. A cadeia de medição é constituída por todos os componentes de medição e teletransmissão de dados, responsáveis pelo erro que afectam as medidas em tempo-real.

Na parte final deste Capítulo apresenta-se as duas localizações possíveis do Estimador de Estados (EE) que são o centro de controlo e a subestação AT/MT. A melhor localização é estudada, tendo em conta a minimização do investimento em canais de comunicação adicionais e o correcto aproveitamento das infra-estruturas de comunicação existentes actualmente entre o centro de controlo e a subestação.

3.1 - Estimador de Estados na Rede de Distribuição

A Figura 3.1 representa o esquema de entradas e saídas do algoritmo de estimação de estados utilizado:

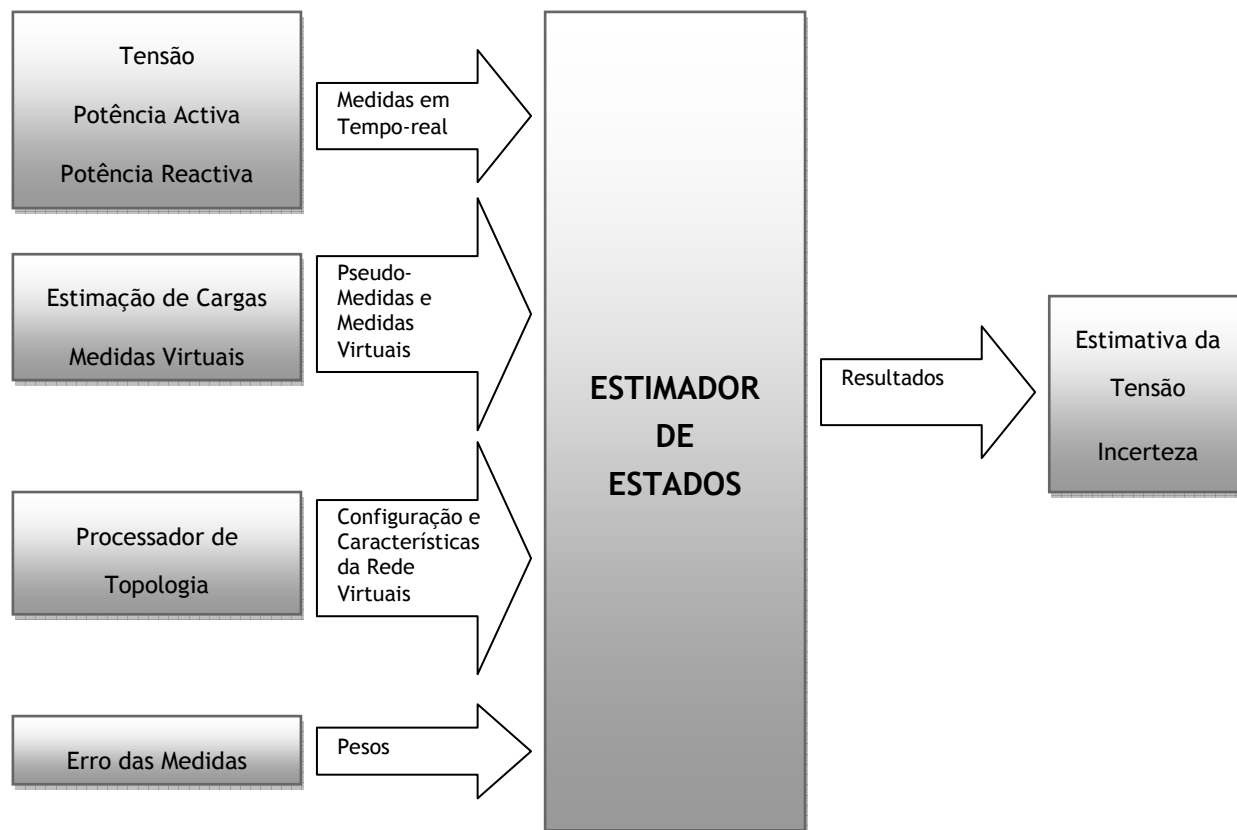


Figura 3.1 - Entradas e saídas do algoritmo de Estimação de Estados [8]

Na Secção 3.1.1 e 3.1.2 são comentadas individualmente cada uma das variáveis de entrada e saída do Estimador de Estados (EE).

3.1.1 -Variáveis de Entrada do Algoritmo de Estimação de Estados

A Figura 3.1 mostra de uma forma esquematizada quais são as variáveis de entrada do EE. As medidas utilizadas como entradas no estimador são: medidas em tempo-real, pseudo-medidas e medidas virtuais.

Com o conjunto das grandezas de entrada, define-se o vector $[z]$ (Equação 3.1) como sendo o vector de medidas, com dimensão N_m , ou seja:

$$[z] = \begin{bmatrix} Pseudo - medidas \\ Medidas Virtuais \\ Medidas tempo - real \end{bmatrix}_{N_m} \quad (Eq. 3.1)$$

O erro associado a cada medida e a configuração da rede, obtida através do processador de topologia, também faz parte do conjunto de variáveis de entrada do EE. De seguida faz-se uma análise mais detalhada das entradas do algoritmo de estimação de estados.

a . Medidas em tempo real

As medidas em tempo real são as principais grandezas de entrada do estimador, que podem ser módulos das tensões nos barramentos, fluxos de potências activas e reactivas nas

linhas e/ou módulos de intensidade de correntes nas linhas. As medições são realizadas em determinados pontos da rede de distribuição e os valores medidos são enviados em tempo-real para o centro de controlo através do sistema de comunicação.

b . Medidas Virtuais

As medidas virtuais são valores perfeitamente conhecidos. Isto é, em determinados barramentos da rede onde não existe clientes ligados, o consumo de potência activa (P) e reactiva (Q) é certamente zero. Assim, estes valores são inseridos no vector de medidas e designados por medidas virtuais. Estas medidas estão disponíveis sem qualquer investimento em equipamento de medição ou transmissão, e como não estão sujeitas aos erros intrínsecos a esses equipamentos, são muito importante para a aplicação do EE no sistema de distribuição.

c . Pseudo-medidas

Dado que, por norma, na rede de distribuição existe um número limitado de medidas disponíveis em tempo real, o EE tem de lidar com as designadas pseudo-medidas. As pseudo-medidas são valores que podemos atribuir com uma certa precisão, a determinadas variáveis do sistema. Neste caso, são os consumos de potência activa e reactiva em cada Posto de Transformação 15/0.4 kV da rede. As pseudo-medidas são obtidas através de um método de modelização de carga, que fornece estimativas de consumo em todos os pontos de entrega de energia (assunto aprofundado no Capítulo 4 deste trabalho).

Deste modo, um ficheiro contendo as estimativas de potência activa e reactiva em todos os barramentos, para cada instante, necessita de ser armazenado no computador onde o EE é processado.

d . Processador de Topologia

O EE necessita de informação acerca da configuração e características da rede. Isto é, ao estimador deve ser comunicado o número de barramentos, os circuitos de conexão, o número de ramos e a impedância de cada ramo. Esta informação provém do processador de topologia, e é carregada na primeira vez em que o EE é executado, sendo restituída apenas se existir alterações na configuração da rede.

e . Pesos das Medidas

As medidas registadas em tempo real, as medidas virtuais e as pseudo-medidas fazem parte do conjunto de entradas do EE. No entanto, todas as medidas são afectadas por erros de leitura ou por incertezas de estimação, que são consideradas os pesos das medidas. A utilização do peso das medidas no algoritmo fará com que as medidas com maior precisão tenham mais importância.

A incerteza relativa às medidas em tempo real é determinada a partir do erro introduzido pela cadeia de medição. Em incerteza associada às pseudo-medidas depende da precisão do

estimador de cargas. A precisão das pseudo-medidas será sempre mais baixa do que a precisão das medidas em tempo real, fazendo com que as pseudo-medidas tenham menor importância no algoritmo.

Neste trabalho, assume-se que quer as medidas em tempo real, quer as pseudo-medidas seguem uma distribuição normal. Assim, o desvio-padrão de cada distribuição representa o peso de cada medida ou pseudo-medida. Para uma medida real, o desvio-padrão é pequeno, e portanto, a probabilidade do valor recebido no EE estar próximo da média é alta.

Finalmente, as medidas virtuais, tal como referido anteriormente, correspondem a valores exactos (perfeitamente conhecidos), pelo que, a incerteza é muito baixa. Por isso, neste trabalho, assumir-se-á uma incerteza de 1^{-11} .

3.1.2 -Variáveis de Saída do Algoritmo de Estimação de Estados

O resultado do algoritmo de estimação de estados é um vector com os valores do módulo e ângulo das tensões em todos os barramentos da rede. Para cada valor de tensão e ângulo, o algoritmo também fornece o erro associado, na forma de desvio-padrão da distribuição normal.

Posteriormente, a estimativa do módulo e fase da tensão em todos os barramentos, pode ser utilizada pelo operador da rede de distribuição, para calcular o fluxo de potência activa, reactiva e/ou aparente em cada ramo da rede.

3.1.3 -Formulação do Algoritmo de Estimação de Estados

A ideia básica de um EE consiste em obter a melhor estimativa do verdadeiro estado da rede. O estado da rede pode ser representado pelo módulo e fase das tensões em todos os barramentos [4].

a . Vector de Estado

O vector de estado $[x]$ é um vector cujos elementos são o módulo e fase da tensão em todos os barramentos da rede (saída do EE). O conhecimento deste vector permite determinar completamente o estado de funcionamento do sistema.

$$[x] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \theta_2 \\ V_3 \\ \theta_3 \\ \vdots \\ V_N \\ \theta_N \end{bmatrix} \quad (Eq. 3.2)$$

Onde,

V_i e θ_i - Correspondem respectivamente ao módulo e fase da tensão no barramento i .

Para uma rede com N barramentos, a dimensão do vector de estados é:

$$\dim(x) = 2N - 1 = n \quad (\text{Eq. 3.3})$$

Uma vez que, o barramento 1 é normalmente seleccionado como barramento de referência angular, sendo a sua fase igual a zero.

b . Vector de medidas

O vector de medidas $[z]$ contém todas as medidas em tempo-real, pseudo-medidas e medidas virtuais. As diferentes medidas disponíveis na prática são módulo da tensão, estimativas de cargas, fluxo de potência activa e/ou reactiva em determinadas linhas ou medidas de corrente. A dimensão deste vector é igual ao total de medidas reais, pseudo-medidas e medidas virtuais, representada por Nm .

c . Estimação pelo Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

Nesta dissertação, a resolução do problema de estimação de estados tem por base o método dos mínimos quadrados ponderados, tal como em [9].

O método dos mínimos quadrados ponderados é uma técnica de optimização, que neste caso, visa encontrar a melhor estimativa para o vector de estados, através da minimização da expressão:

$$\min J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - f_i(x)]^2}{\sigma_i^2}, \quad (\text{Eq. 3.4})$$

Onde:

σ_i^2 - É a variância da distribuição normal da medida i .

$f(x)$ - É o vector de funções não lineares que relacionam o vector de medidas $[z]$ com as variáveis de estado $[x]$.

$[z_i - f_i(x)]$ - Resíduo da medida i .

A relação entre as medidas e as variáveis de estado, ou seja, as funções $f(x)$ são não lineares, e o recurso a um método iterativo para minimizar a Equação 3.4 é necessário. Uma técnica frequentemente utilizada é calcular o gradiente de $J(x)$ e depois forçá-lo a zero, usando o método de Newton [9].

Assim, sendo o gradiente de $J(x)$ dado por:

$$\begin{aligned}
 \nabla_x J(x) &= \begin{bmatrix} \frac{\partial J(x)}{\partial x_1} \\ \frac{\partial J(x)}{\partial x_2} \\ \frac{\partial J(x)}{\partial x_3} \\ \vdots \\ \frac{\partial J(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{n \times 1} \\
 &= -2 \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3(x)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_n} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_n} & \frac{\partial f_3(x)}{\partial x_n} & \dots & \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{n \times m} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & & & & \\ & \frac{1}{\sigma_2^2} & & & \\ & & \ddots & & \\ & & & \frac{1}{\sigma_m^2} & \\ & & & & \end{bmatrix}_{m \times m} \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(x)] \\ [z_2 - f_2(x)] \\ \vdots \\ [z_m - f_m(x)] \end{bmatrix}_{m \times 1}
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 3.5}$$

A expressão anterior pode ser simplificada através do cálculo do Jacobiano de $f(x)$, definido por:

$$\frac{\partial f(x)}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{m \times n} = [H]
 \tag{Eq. 3.6}$$

Sendo a transposta de $[H]$:

$$[H]^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_n} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_n} & \dots & \frac{\partial f_m(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{n \times m}
 \tag{Eq. 3.7}$$

Se representarmos a diagonal das variâncias de cada medida, pela matriz $[R]$, tal como:

$$[R] = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2 \end{bmatrix}
 \tag{Eq. 3.8}$$

Finalmente a Equação 3.5 pode ser simplificada e expressa por:

$$\nabla_x J(x) = -2[H]_{n \times m}^T [R]_{m \times m}^{-1} \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(x)] \\ [z_2 - f_2(x)] \\ \vdots \\ [z_m - f_m(x)] \end{bmatrix}_{m \times 1} \quad (\text{Eq. 3.9})$$

Para forçar $\nabla_x J(x)$ a zero utiliza-se o método de Newton, considere-se:

$$w(x) = \nabla_x J(x) = 0 \quad (\text{Eq. 3.10})$$

Perturbando x numa pequena quantidade, Δx :

$$w(x + \Delta x) = 0 \quad (\text{Eq. 3.11})$$

Pelo desenvolvimento em série de Taylor de $w(x + \Delta x)$, desprezando os termos de segunda ordem e de ordem superior a esta, temos:

$$\begin{aligned} w(x + \Delta x) &= w(x) + [w'(x)] \cdot (x - x + \Delta x) = 0 \\ w(x + \Delta x) &= w(x) + [w'(x)] \cdot (\Delta x) = 0 \\ \Delta x &= [w'(x)]^{-1} \cdot [-w(x)] \end{aligned} \quad (\text{Eq. 3.12})$$

Substituindo na Equação 3.10:

$$\Delta x = \left[\frac{\partial \nabla_x J(x)}{\partial x} \right]^{-1} \cdot [-\nabla_x J(x)] \quad (\text{Eq. 3.13})$$

O Jacobiano de $\nabla_x J(x)$ é calculado, considerando a matriz $[H]$ constante:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \nabla_x J(x)}{\partial x} &= \frac{\partial}{\partial x} \left\{ -2[H]^T [R]^{-1} \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(x)] \\ [z_2 - f_2(x)] \\ \vdots \\ [z_m - f_m(x)] \end{bmatrix} \right\} = -2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [-H] = \\ &= 2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [H] \end{aligned} \quad (\text{Eq. 3.14})$$

Finalmente, substituindo na Equação (3.13):

$$\Delta x = \frac{1}{2} [[H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [H]]^{-1} \cdot 2[H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(x)] \\ [z_2 - f_2(x)] \\ \vdots \\ [z_m - f_m(x)] \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 3.15})$$

Que é equivalente a,

$$[\Delta x]_{n \times 1} = [[H]_{n \times m}^T \cdot [R]_{m \times m}^{-1} \cdot [H]_{m \times n}]^{-1} \cdot [H]_{n \times m}^T \cdot [R]_{m \times m}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(x)] \\ [z_2 - f_2(x)] \\ \vdots \\ [z_m - f_m(x)] \end{bmatrix}_{m \times 1} \quad (\text{Eq. 3.16})$$

Esta equação é resolvida em cada iteração pelo Estimador de Estados.

d . Características da matriz Jacobiano [H] e matriz Ganho [G]

A matriz [H], denominada por matriz Jacobiano, é uma matriz significativamente esparsa. O número de elementos não nulos da matriz [H] é muito reduzido, porque cada medida envolve um número limitado de variáveis de estado.

A matriz Ganho [G] é representada por:

$$[G] = [H]_{n \times m}^T \cdot [R]_{m \times m}^{-1} \cdot [H]_{m \times n} \quad (\text{Eq. 3.17})$$

Embora menos esparsa que a matriz Jacobiano, a matriz ganho [G] possui um grande número de elementos nulos. Sendo que, a sua inversão pode causar problemas de convergência e deterioração dos resultados do EE. Assim, a Equação 3.16 é determinada pela decomposição de *Cholesky* [2, 8], detalhada no Anexo D.

e . Definição das funções f(x)

Neste Ponto são definidas as funções $f(x)$, ou seja, as funções que relacionam o vector medidas [z] com as variáveis de estado [x].

Definir uma medida de tensão em função das variáveis de estado é simples. A medida de tensão num determinado barramento é representada por:

$$V_i^{\text{medido}} = V_i \quad (\text{Eq. 3.18})$$

Em que,

V_i^{medido} - Valor da tensão medida no barramento i .

V_i - Variável de estado que representa o módulo da tensão no barramento i .

Para representar a expressão das medidas de fluxo de potência nas linhas, considera-se a Figura 3.2:

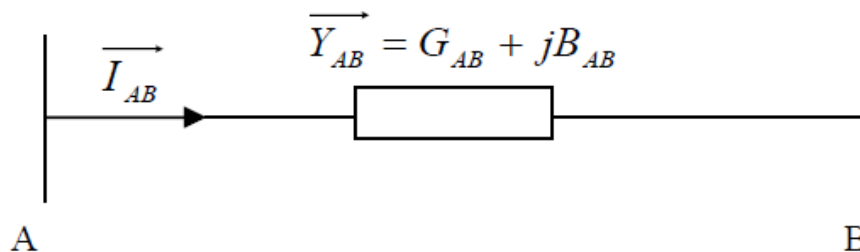


Figura 3.2 - Sistema com dois barramentos esquema unifilar

A potência complexa $\overrightarrow{S_{AB}}$ que transita na linha, ligada entre o nó A e B, medida junto ao nó A e definida como positiva na direcção $A \rightarrow B$ é dada por [30]:

$$\overrightarrow{S_{AB}} = \overrightarrow{V_A} \cdot \overrightarrow{I_{AB}^*} \quad (\text{Eq. 3.19})$$

Onde,

$\overrightarrow{V_A}$ - É a tensão complexa do barramento A.

$\overrightarrow{I_{AB}^*}$ é o complexo conjugado da corrente que circula do barramento A para o barramento B, que pode ser expressa por:

$$\begin{aligned} \overrightarrow{I_{AB}} &= (\overrightarrow{V_A} - \overrightarrow{V_B}) \cdot \overrightarrow{Y_{AB}} = (\overrightarrow{V_A} - \overrightarrow{V_B}) \cdot (G_{AB} + jB_{AB}) \\ &= (V_A \angle \theta_A - V_B \angle \theta_B) \cdot (G_{AB} + jB_{AB}) \end{aligned} \quad (\text{Eq. 3.20})$$

E G_{AB}, B_{AB} são respectivamente a condutância e a susceptância da linha. Portanto, o complexo conjugado de $\overrightarrow{I_{AB}}$ pode ser apresentado:

$$\begin{aligned} \overrightarrow{S_{AB}} &= (V_A \angle \theta_A) \cdot (V_A \angle -\theta_A - V_B \angle -\theta_B) \cdot (G_{AB} - jB_{AB}) = (V_A^2 - V_A V_B \angle (\theta_A - \theta_B)) \cdot (G_{AB} - jB_{AB}) \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \overrightarrow{S_{AB}} &= (V_A^2 - V_A V_B \cos(\theta_A - \theta_B) - j V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)) \cdot (G_{AB} - jB_{AB}) \end{aligned} \quad (\text{Eq. 3.21})$$

Do desenvolvimento da Equação 3.21, resulta:

$$\begin{aligned} \overrightarrow{S_{AB}} &= (V_A^2 G_{AB} - V_A V_B G_{AB} \cos(\theta_A - \theta_B) - j V_A V_B G_{AB} \sin(\theta_A - \theta_B) - j V_A^2 B_{AB} \\ &\quad + j V_A V_B B_{AB} \cos(\theta_A - \theta_B) - V_A V_B B_{AB} \sin(\theta_A - \theta_B)) \end{aligned} \quad (\text{Eq. 3.22})$$

Sendo,

V_A e V_B o módulo da tensão nos barramentos A e B respectivamente.

θ_A e θ_B a fase da tensão nos barramentos A e B respectivamente.

E G_{AB}, B_{AB} a condutância e a susceptância da linha.

Decompondo a Equação 3.22 em parte real e parte imaginária, determina-se as potências activa e reactiva junto ao nó A, obtendo-se:

$$P_{AB} = V_A^2 G_{AB} - V_A V_B G_{AB} \cos(\theta_A - \theta_B) - V_A V_B B_{AB} \sin(\theta_A - \theta_B) \quad (\text{Eq. 3.23})$$

$$Q_{AB} = -V_A^2 B_{AB} - V_A V_B G_{AB} \sin(\theta_A - \theta_B) + V_A V_B B_{AB} \cos(\theta_A - \theta_B) \quad (\text{Eq. 3.24})$$

Se for considerada a capacidade à terra da linha (C), tal como mostra a Figura 3.3:

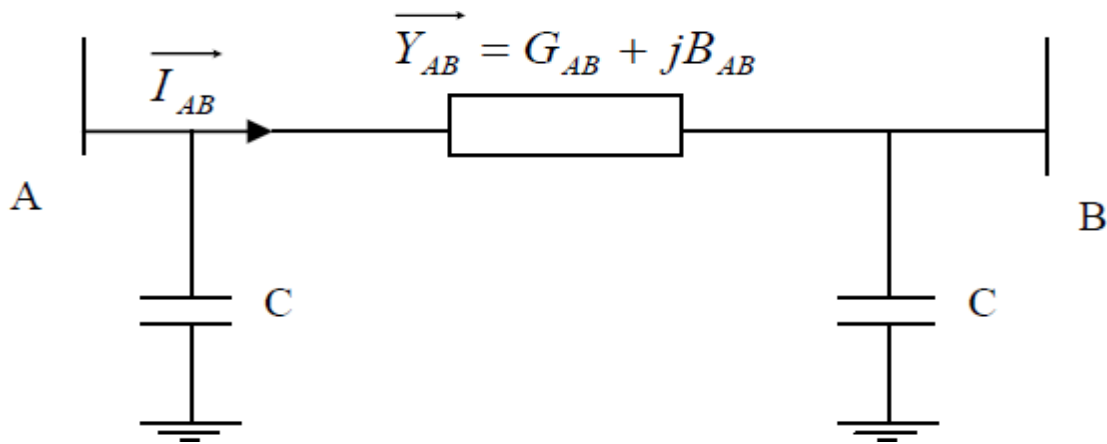


Figura 3.3 - Sistema de dois barramentos considerando a capacidade à terra da linha

Então, a expressão da potência reactiva é ajustada para:

$$Q_{AB} = -V_A^2 \left(\frac{\omega C}{2} + B_{AB} \right) - V_A V_B G_{AB} \sin(\theta_A - \theta_B) + V_A V_B B_{AB} \cos(\theta_A - \theta_B) \quad (\text{Eq. 3.25})$$

Onde,

C - É a capacidade à terra da linha AB.

Finalmente, é necessário representar as pseudo-medidas e as medidas virtuais em função das variáveis de estado. As pseudo-medidas e medidas virtuais são estimativas do consumo de potência activa (P_C) e reactiva (Q_C) em todos os barramentos. Assim, a expressão de P_C e Q_C num determinado barramento é facilmente deduzida através da equação da potência injectada num barramento [30]. As potências activa e reactiva injectadas num determinado barramento A (P_A e Q_A respectivamente) são:

$$P_A = PG_A - PC_A = \sum_{K \neq A} P_{AK} \quad (\text{Eq. 3.26})$$

$$Q_A = QG_A - QC_A = \sum_{K \neq A} Q_{AK} \quad (\text{Eq. 3.27})$$

Onde,

PG_A - Potência activa produzida no barramento A.

PC_A - Potência activa consumida no barramento A.

P_{AK} - Trânsito de potência activa na linha AK.

QG_A - Potência reactiva produzida no barramento A.

QC_A - Potência reactiva consumida no barramento A.

Q_{AK} - Trânsito de potência reactiva na linha AK.

Portanto, para um barramento A sem geração ($PG_A = QG_A = 0$):

$$PC_A = - \sum_{K \neq A} P_{AK} \quad (\text{Eq. 3.28})$$

$$QC_A = - \sum_{K \neq A} Q_{AK} \quad (\text{Eq. 3.29})$$

Para um barramento A sem consumo ($PC_A = QC_A = 0$):

$$-PG_A = - \sum_{K \neq A} P_{AK} \quad (\text{Eq. 3.30})$$

$$-QG_A = - \sum_{K \neq A} Q_{AK} \quad (\text{Eq. 3.31})$$

Considere, por exemplo, um sistema de quatro barramentos, como ilustra a Figura 3.4:

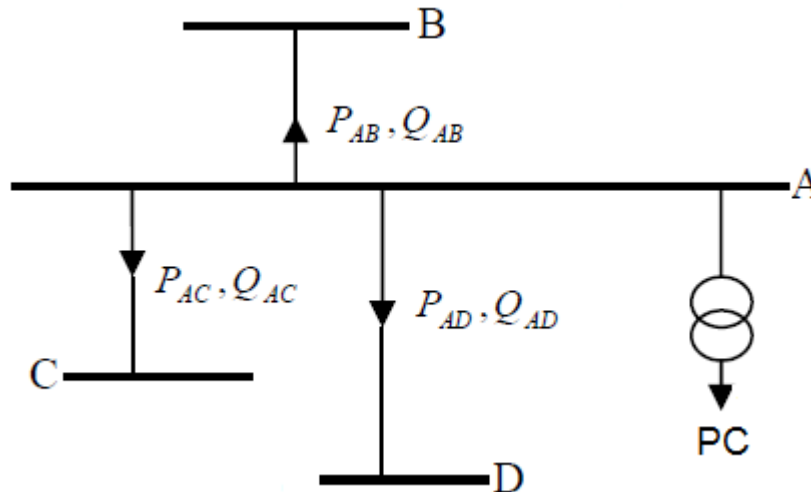


Figura 3.4 - Sistema de quatro barramentos

O consumo de potência activa e reactiva no barramento A é:

$$PC_A = -P_{AB} - P_{AC} - P_{AD} \quad (\text{Eq. 3.32})$$

$$QC_A = -Q_{AB} - Q_{AC} - Q_{AD} \quad (\text{Eq. 3.33})$$

Sendo que P_{AB} , P_{AC} , P_{AD} , Q_{AB} , Q_{AC} e Q_{AD} são representadas em função das variáveis de estados, através das Equações 3.23 e 3.25.

f . Utilização da Distribuição Normal

Considera-se que todas as medidas, medidas virtuais e pseudo-medidas seguem uma distribuição normal.

A distribuição normal é inteiramente descrita por dois parâmetros, a média e o desvio-padrão (σ) [31]. Por definição, um desvio de $\pm 3\sigma$ em torno da média abrange mais de 99.7% da área sob a curva de Gauss. Assim, para uma dada percentagem máxima de erro da medida, o desvio-padrão da distribuição em termos da precisão da medida, pode ser calculado através da expressão:

$$\sigma = \frac{\mu \times \%incerteza}{3 \times 100} \quad (Eq. 3.34)$$

Em que, σ é o desvio-padrão, μ o valor recebido em tempo-real das medidas ou estimativas de consumo (pseudo-medidas) e $\%incerteza$ a incerteza da medida expressa em percentagem.

Em contrapartida, a mesma expressão pode ser utilizada para calcular a incerteza dos resultados do EE (módulo e ângulo das tensões) a partir do desvio-padrão obtido do algoritmo, assim:

$$\%incerteza = \frac{3 \times 100 \times \sigma}{\mu} \quad (Eq. 3.35)$$

Agora, μ representa a módulo e ângulo da tensão obtidos do algoritmo.

g . Confiança nos resultados

Já foi anteriormente declarado que se assume que as medidas são normalmente distribuídas. O mesmo acontece com os resultados do estimador, os valores do módulo e ângulo da tensão são também normalmente distribuídos. Contudo, os valores armazenados no vector $[x]$ são apenas os valores das médias das distribuições. A variância das distribuições de cada tensão e ângulo é guardada na matriz $[C]$, onde:

$$[C] = [[H]^T \cdot [R] \cdot [H]]^{-1} \quad (Eq. 3.36)$$

Em que,

$[H]$ - A matriz Jacobiano (Equação 3.6).

$[R]$ - Matriz diagonal, sendo os elementos da diagonal principal as variâncias dos erros das medidas (Equação 3.8).

Estatisticamente, as variâncias de cada variável de estado correspondem aos elementos da diagonal da matriz $[C]$ [32, 33].

h . Critério de Arranque e Critério de Paragem

A resolução do problema de estimação através de um processo iterativo obriga à definição de uma estimativa inicial para o vector de estado $[x]^0$. Considerando que o estimador tem um funcionamento em tempo-real, ou seja, é executado por exemplo de hora em hora, o vector $[x]^0$ poderá ser escolhido de dois modos diferentes:

- 1) Se o estado da rede não tiver sofrido alterações significativas desde a última vez em que o estimador foi executado, o valor para $[x]^0$ poderá ser a solução anteriormente dada pelo estimador.
- 2) No caso do estimador estar numa situação inicial ou até mesmo perante uma alteração considerável da topologia da rede, a melhor escolha para o valor de $[x]^0$ corresponde ao ponto de funcionamento nominal, ou seja, $V = 1p.u.e \theta = 0rad$, para todos os barramentos.

No caso específico deste trabalho, o critério de arranque seleccionado é o 2) independentemente da situação de funcionamento do estimador.

Em relação ao critério de paragem utiliza-se o método mais frequentemente encontrado na literatura [4], ou seja:

$$\max|\theta_i(k+1) - \theta_i(k)| < \epsilon \quad (Eq. 3.37)$$

$$\max|V_i(k+1) - V_i(k)| < \epsilon \quad (Eq. 3.38)$$

As equações anteriores mostram que o processo iterativo termina quando todos os elementos de $[\Delta x]$ forem inferiores a um erro mínimo ϵ .

i . Processo de Resolução/Ciclo de Funcionamento

A ideia aqui apresentada, no âmbito da implementação do EE na rede de distribuição, considera que o estimador é executado pelo menos de hora em hora. Este período de tempo foi seleccionado tendo em conta a frequência das estimativas de consumo (assunto aprofundado no Capítulo 4).

Após se ter explicado a base matemática para a resolução de um problema de estimação de estados, o ciclo de funcionamento é exposto.

A cada hora, o estimador é executado e o primeiro passo é identificar as medidas, pseudo-medidas e medidas virtuais que são as entradas do algoritmo. A variância de cada entrada é também estabelecida para construir-se a matriz $[R]$.

Posteriormente, inicia-se o processo iterativo sendo necessário definir o valor inicial das variáveis de estado, tal como se refere na Ponto h desta Subsecção. De seguida, utilizando o vector $[x]$ são calculadas as matrizes $[H]$ (Equação 3.7) e $[a]$, em que:

$$[a] = \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(x)] \\ [z_2 - f_2(x)] \\ \vdots \\ [z_m - f_m(x)] \end{bmatrix} \quad (Eq. 3.39)$$

Finalmente calcula-se $[\Delta x]$ recorrendo à Equação 3.16 e actualiza-se as variáveis de estado da seguinte forma:

$$[x]^{n+1} = [x]^n + [\Delta x] \quad (Eq. 3.40)$$

28 Estimação de Estados na Rede de Distribuição

A iteração seguinte começa sendo $[x]^{n+1}$ o novo valor inicial das variáveis de estado. O processo termina quando se verificar o critério de paragem, referido no Ponto h desta Subsecção. Quando o critério de paragem é validado, as estimativas do módulo e ângulo da tensão em todos os barramentos correspondem aos valores finais do vector $[x]$.

A Figura 3.5 esquematiza o algoritmo de estimação de estados:

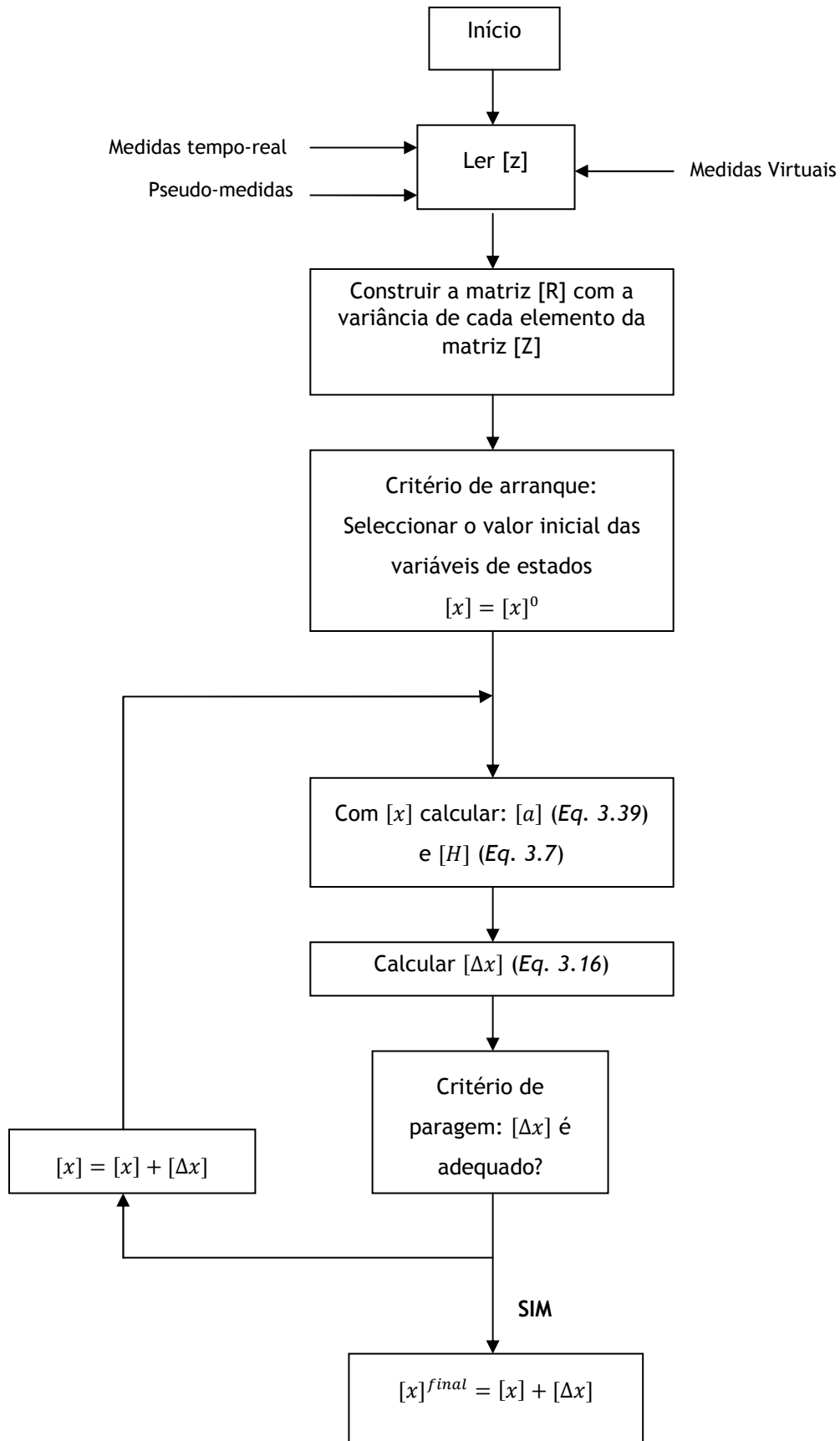


Figura 3.5 - Esquema do algoritmo de Estimação de Estados para a rede de distribuição [5]

3.1.4 -Requisitos do Estimador de Estados

O algoritmo de estimação de estados resolve em cada iteração a matriz definida na Equação 3.17, como sendo:

$$[G] = [H^T \cdot R^{-1} \cdot H] \quad (Eq. 3.41)$$

Sendo,

[G]- Definida como a matriz ganho.

[H]- A matriz Jacobiano (Equação 3.7).

[R]- Matriz dos pesos (Equação 3.8).

A resolução de [G] é possível quando [H] apresenta característica plena, isto é [4]:

$$r(H) = 2N - 1 \quad (Eq. 3.42)$$

Onde,

$r(H)$ - Característica de [H] (número de linhas não nulas da matriz).

N - Número de barramentos da rede.

Portanto, para uma rede com N barramentos, é necessário pelo menos $2N - 1$ medidas para que a rede seja completamente observável. Diz-se que uma rede eléctrica é observável quando, para uma determinada configuração da rede e um conjunto de medidas disponíveis, consegue-se determinar o vector de estado [4]. Nas redes de distribuição o número de medidas em tempo-real é muito menor que $2N - 1$. Por isso, um grande número de pseudo-medidas é considerado para se obter um conjunto de medidas suficiente para a resolução do problema de estimação de estados.

3.2 - Incerteza das medidas e pseudo-medidas

Os resultados do Estimador de Estados (EE) são tanto melhores quanto maior for a exactidão das grandezas de entrada do estimador. Esta afirmação é comprovada pelo estudo realizado em [13] sobre o impacto das medidas nos resultados do estimador. No entanto, os factores que condicionam a incerteza das medidas em tempo-real são logicamente diferentes dos factores que condicionam a incerteza das pseudo-medidas. Sendo que, uma medida em tempo-real terá sempre um erro menor que uma pseudo-medida. De seguida faz-se referência aos possíveis elementos que influenciam a precisão das medidas em tempo-real e das pseudo-medidas.

3.2.1 - Incerteza das medidas em tempo-real

A precisão (σ_i) das diferentes medidas recolhidas em tempo real é influenciada pelos vários componentes do sistema de aquisição de dados. Isto é, para uma cadeia de medição clássica:

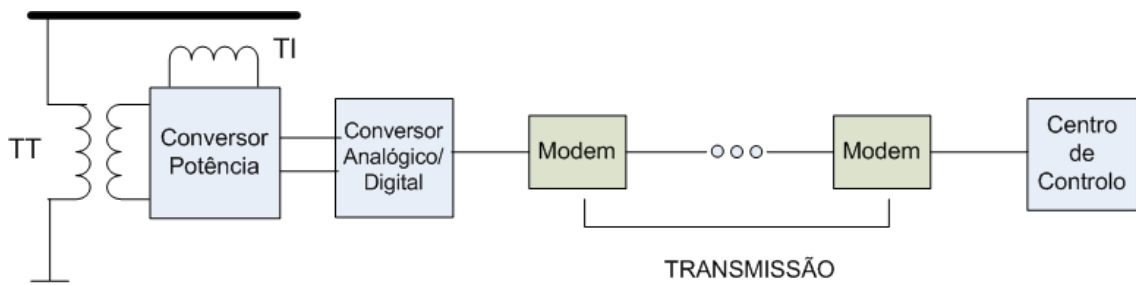


Figura 3.6 - Cadeia de Medição [4]

Na Figura 3.6 encontram-se representados os elementos de uma cadeia de medição clássica, desde da rede até ao centro de controlo, sendo: TT - Transformador de Tensão e TI - Transformador de Intensidade.

O erro total de medida resulta da composição dos erros introduzidos por cada um dos elementos da cadeia de medição [4]. Por isso, a determinação da precisão de cada medida é realizada tendo em conta a classe de precisão dos diferentes equipamentos. O valor absoluto do erro total da cadeia de medição é a soma do valor absoluto dos erros parciais de cada um dos componentes [34], ou seja:

$$erro_{TOTAL} = erro_{TI/TT} + erro_{C/P} + erro_{A/D} + erro_{Trans.} \quad (Eq. 3.43)$$

O verdadeiro valor da grandeza medida está compreendido entre:

$$Y_{REAL} = Y_{MEDIDO} \pm erro_{TOTAL} \quad (Eq. 3.44)$$

Sendo,

$erro_{TOTAL}$ - Erro global de medição;

$erro_{TI/TT}$, $erro_{C/P}$, $erro_{A/D}$ e $erro_{Trans.}$ - Erros individuais de cada um dos componentes da cadeia de medição;

Y_{REAL} - Valor real da grandeza;

Y_{MEDIDO} - Valor da grandeza medido.

O $erro_{TOTAL}$ corresponde ao desvio-padrão (σ) nas Equações 3.34 e 3.35.

3.2.2 - Incerteza das pseudo-medidas

A fórmula para determinar a incerteza das pseudo-medidas depende do método de estimação de carga utilizado [6, 22, 25, 26, 27]. No entanto, devido à insuficiência de medidas em tempo-real e ao elevado custo na instalação de equipamentos de medida, o Estimador de Estados (EE) tem de lidar com as pseudo-medidas, cujo número é sempre maior que as medidas em tempo real. É por isso que o valor da precisão das pseudo-medidas pode influenciar os resultados do estimador, como referido em [13].

3.3 - Localização do Estimador de Estados

A localização do Estimador de Estados (EE) foi alvo de estudo neste trabalho. Do ponto de vista prático o EE poderá ser instalado em dois locais que são no centro de controlo ou na própria subestação. No entanto, a localização do EE deverá ser tal que, os investimentos em novas infra-estrutura de comunicação sejam evitados e o fluxo de informação nos canais de comunicação seja minimizado. As medidas em tempo-real actualmente recolhidas na rede estão acessíveis ao EE quer na subestação como no centro de controlo.

Na Figura 3.7 é possível verificar o fluxo de informação, se o EE for instalado no centro de controlo:

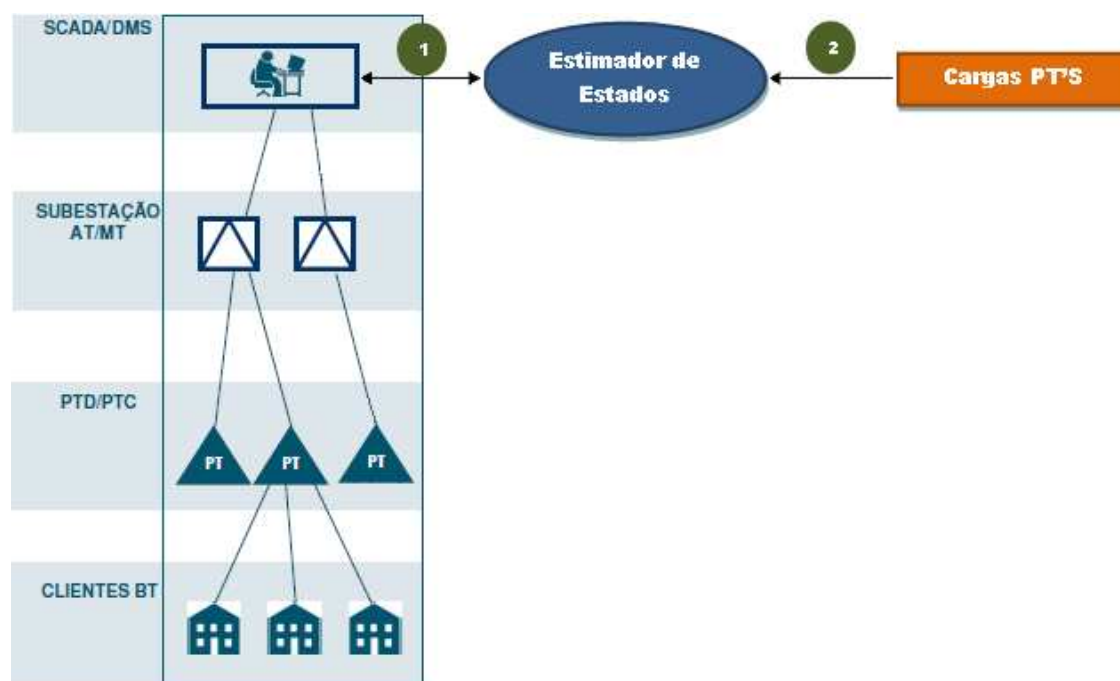


Figura 3.7 - Estimador de Estados localizado no centro de controlo (Cortesia do Eng.º Mário Lemos EDP - Distribuição S.A.)

Atendendo à Figura 3.7, através do canal 2 o EE recebe informação das estimativas de carga e a respectiva incerteza em todos os Postos de Transformação (PT's) da rede. Pelo canal de comunicação 1, os valores das medidas em tempo-real, lidas previamente na subestação e enviadas para o centro de controlo, são fornecidas ao EE. No sentido inverso, o operador tem acesso às estimativas das tensões em todos os barramentos.

Se o EE ficar na subestação, é necessário construir um novo canal de comunicação - 3, para que seja possível enviar as estimativas da tensão para o centro de controlo, tal como mostra a Figura 3.8.

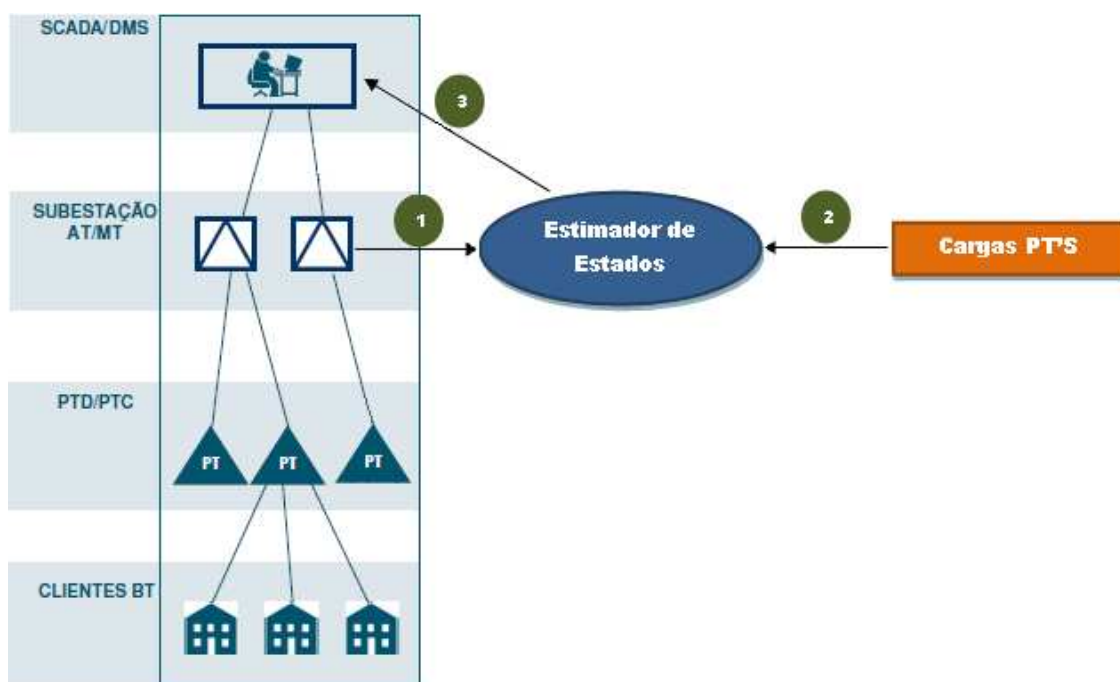


Figura 3.8 - Estimator de Estados localizado na subestação (Cortesia do Eng.º Mário Lemos EDP - Distribuição S.A.)

Comparando as duas localizações possíveis para o EE facilmente se verifica que a solução mais económica é instalar o EE no centro de controlo. Pois, a colocação do EE na subestação exige um canal de comunicação adicional (Canal 3), que actualmente não está arquitectado. Este investimento é acrescido, quando se pretende aplicar o algoritmo de estimação de estado em todo o sistema de distribuição, porque é necessário um EE para cada rede de distribuição. Ao mesmo tempo, também é preciso um espaço considerável no centro de controlo, reservado à instalação das máquinas para a execução dos algoritmos de estimação de estados de cada rede de distribuição.

3.4 - Sumário

A formulação do algoritmo de estimação de estados monofásico baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, para uma rede de distribuição equilibrada, foi desenvolvida e apresentada. O método dos mínimos quadrados ponderados é uma técnica de optimização, que neste caso, visa encontrar a melhor estimativa para o vector de estados $[x]$ da rede, através de um conjunto mínimo de medidas. A melhor estimativa do estado da rede é calculada pela minimização do erro quadrático de todas as medidas. O erro é dado pela diferença entre o valor da medida z_i e a função $f(x)_i$, que relaciona a medida com as variáveis de estado. O erro é pesado pela variância da respectiva medida.

O método dos mínimos quadrados é versátil, no que respeita às grandezas medidas, ou seja, consegue lidar com medidas de potências injectadas, medidas de tensão nos barramentos e medidas de trânsitos nas linhas, o que se torna importante em aplicações práticas. Assim, o vector de medidas $[z]$ é constituído por medidas efectuadas directamente

ao longo da rede, por pseudo-medidas e por medidas virtuais. A utilização de pseudo-medidas e medidas virtuais deve-se ao facto de usualmente, na rede de distribuição, existir um número insuficiente de medidas para permitir a resolução do algoritmo de estimação de estados. Logo, a forma de compensar o número reduzido de medidas em tempo-real é utilizar pseudo-medidas, pois é economicamente inviável a instalação de uma grande quantidade de equipamentos de medida na rede.

A aplicação em tempo-real do algoritmo permite conhecer o vector de estado $[x]$, que por sua vez, permite compreender o verdadeiro estado da rede, possibilitando o controlo activo das redes de distribuição. Neste trabalho, considera-se que o Estimador de Estados (EE) é executado de hora em hora (consideração justificada na Secção 4.1 do Capítulo 4).

Quer as medidas em tempo-real, quer as pseudo-medidas são afectadas por erros de leitura e estimação, respectivamente. Neste Capítulo, foi apresentada uma cadeia de medição clássica, enumerando-se os diferentes componentes possíveis de introduzir erro nas medidas em tempo-real. A expressão para calcular o erro total das medidas em tempo-real foi demonstrada.

Finalmente, estudou-se a melhor localização para a instalação do EE seleccionada entre as duas hipóteses, que são a subestação principal e o centro de controlo. Verificou-se que a melhor localização é no centro de controlo, pois exige um menor investimento em infra-estruturas de comunicação, entre o operador e o EE.

Capítulo 4

Estimação do Consumo nos Postos de Transformação da Rede de Distribuição

Este capítulo tem como objectivo apresentar um método para a estimação do consumo nos Postos de Transformação (PT's) da rede de distribuição. Na Secção 4.1, o funcionamento em tempo-real do Estimador de Estados (EE) é explicado, evidenciando-se a necessidade de uma estimação de cargas que permita representar a variação normal do consumo ao longo do dia. Na Secção 4.2, o sistema de medição de energia eléctrica em Portugal continental é apresentado. Um método fundamentado na determinação de curvas típicas de consumo, dos clientes finais da rede de distribuição, é exposto e descrito na Secção 4.3. Posteriormente, na Secção 4.4, uma técnica baseada na agregação das curvas de cargas dos consumidores, é apresentada para estimar o consumo nos Postos de Transformação de Distribuição (PTD's) da rede de distribuição.

A metodologia proposta envolve dados reais, ou seja, o histórico dos consumos dos clientes, registado pelo operador da rede de distribuição. Em seguida, a metodologia proposta é utilizada para estimar o consumo nos PT's da rede de Barrosas (Secção 4.5). A rede de Barrosas é a rede real de Média Tensão (MT), que é objecto de estudo neste trabalho.

Finalmente, depois de determinadas as curvas típicas de consumo para cada PT, é preciso desenvolver um processo adequado que permita ao EE aceder às curvas estimadas. Este processo é definido na última Secção deste Capítulo.

4.1- Estimação de Cargas para a Estimador de Estados em Tempo-real

As estimativas do consumo de Potência Activa (P_C) e Reactiva (Q_C) e a respectiva incerteza em todos os Postos de Transformação (PT's) são entradas do algoritmo de estimação de estados (ver Subsecção 3.1.1). Portanto, o funcionamento do Estimador de Estados (EE) requer para cada PT, uma estimativa do consumo e uma medida de incerteza nessa estimativa, denominadas por pseudo-medidas e pesos das medidas, respectivamente.

Um EE desenvolvido para o controlo activo da rede de distribuição deve ser implementado com funcionamento em tempo-real, ou seja, o algoritmo de estimação de estados é processado em intervalos de tempo regulares, que neste caso se considera de hora em hora devido à estimação de consumos efectuada para a rede de Barrosas (ver Secção 4.5). Portanto, a implementação do algoritmo em tempo-real exige uma estimativa do consumo de P_C e Q_C a cada hora do dia, para dias úteis, Sábados e Domingos, nas diferentes épocas do ano.

Como exemplo, considere-se a Figura 4.1 que ilustra a leitura das grandezas de entrada, para o funcionamento do EE às 12:00 horas de um determinado dia:

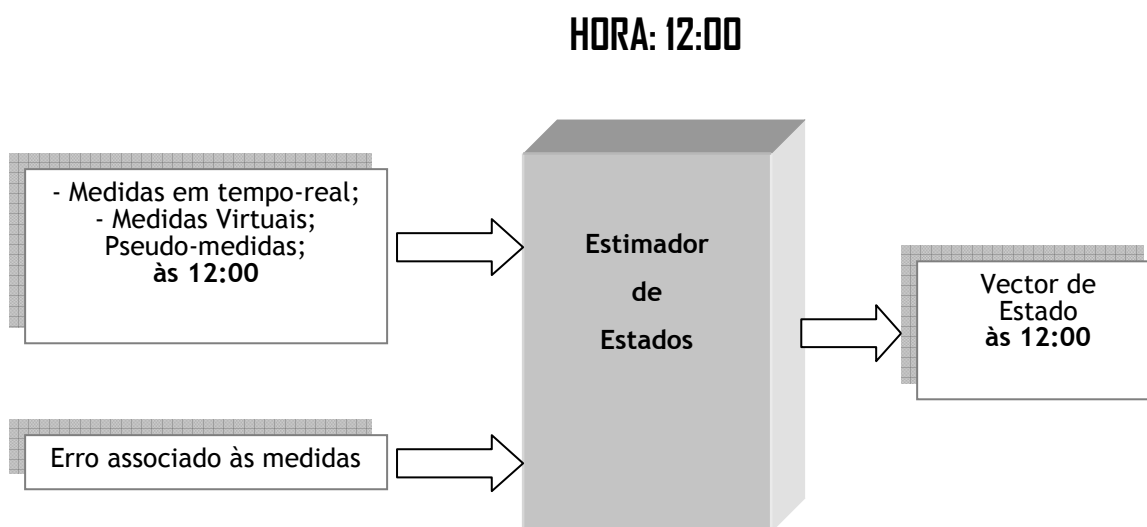


Figura 4.1 - Funcionamento do Estimador de Estados em tempo-real

O funcionamento do EE às 12:00 horas necessita de uma estimativa do consumo de P_C e Q_C em todos os PT's às 12:00 horas, bem como, a leitura das medidas na rede efectuada às 12:00 horas. Portanto, para qualquer hora do dia, a resolução do problema de estimação de estados exige o conhecimento das pseudo-medidas, medidas em tempo-real e a respectiva incerteza associada, nessa mesma hora. Assim, a implementação em tempo-real do EE necessita de uma técnica de estimação de cargas que permita representar a variação normal do consumo ao longo do dia, e fornecer uma medida de incerteza sobre as estimativas.

4.2- Sistema de Medição de Energia Eléctrica em Portugal Continental

O sistema de medição de energia eléctrica constitui o meio utilizado para a recolha de informação associada ao fluxo de energia eléctrica, para fins de liquidação e facturamento [35]. O sistema de medição é constituído por equipamentos locais e equipamentos centrais. Enquanto os equipamentos locais executam a contagem de energia eléctrica comercializada, os equipamentos centrais efectuem o tratamento dos dados recolhidos, para efeitos de facturação.

O acesso aos dados registados pelos equipamentos de medição pode ser remoto ou local. Em geral, os equipamentos que permitem acesso remoto registam o valor da potência média

integrada em intervalos de 15 minutos. Os equipamentos que possibilitam apenas o acesso local, registam as grandezas acumuladas, ou seja, a leitura recolhida remotamente traduz o consumo por diferença com a anterior.

4.2.1 -Sistema de Telecontagem

O sistema de telecontagem é o procedimento utilizado para a leitura e o processamento do fluxo de Potência Activa (P) e Reactiva (Q) em consumidores de Média Tensão (MT) [35]. O sistema de telecontagem é composto por equipamentos locais que efectuam a contagem de energia eléctrica comercializada, e que garantem a memorização remota em intervalos de 15 minutos. Estes equipamentos asseguram a comunicação entre si e os equipamentos centrais, que efectuam a recolha centralizada e o decorrente tratamento, nomeadamente para efeitos de facturação.

4.2.2 -Sistema de Contagem com Leitura Local

A leitura local do fluxo de P e Q é executada quando não é possível a recolha remota desta informação. Através do acesso directo aos equipamentos de medição, e dentro da periodicidade estabelecida, são realizadas as leituras de fluxo de energia eléctrica. Um colaborador do operador da rede de distribuição desloca-se à instalação em períodos estabelecidos, para registar o fluxo de energia eléctrica comercializada. Este sistema de contagem destina-se a clientes finais de Baixa Tensão Especial¹ (BTE) e a clientes finais em MT que não disponham de telecontagem, sendo a periodicidade de leitura estabelecida mensal. Os clientes finais de Baixa Tensão Normal² (BTN) também dispõem deste sistema de contagem, onde o intervalo entre duas leituras não pode exceder os 6 meses. Para clientes finais BTN, onde não ocorre a leitura mensal dos equipamentos de medição, aplicam-se estimativas de consumo, para efeitos de facturação [35].

4.3- Método de Estimação de Curvas de Carga para os Clientes Finais da Rede de Distribuição

A metodologia proposta neste trabalho para estimar o perfil de cargas diário nos clientes finais³ da rede de distribuição utiliza dados reais recolhidos pelo operador da rede de distribuição. O método necessita de uma base de dados contendo o histórico dos consumos de cada cliente. O histórico dos consumos deve ser compostos por medições de Potência Activa (P) e Reactiva (Q) discriminadas por períodos tempo iguais ao intervalo de tempo definido para o funcionamento do Estimador de Estados (EE) (ver Secção 4.1).

1 Instalação em baixa tensão com uma potência contratada superior a 41,4kVA.

2 Instalação em baixa tensão com uma potência contratada igual ou inferior a 41,4kVA.

3 Consumidor que compra a electricidade para consumo próprio.

Posteriormente, o histórico de cada cliente deve ser separado em grupos consoante o dia (útil, sábado ou domingo) e a época em que foram registadas (Inverno/Verão). Isto porque, a evolução dos consumos é afectada por factores cronológicos, nomeadamente o dia da semana e a estação do ano, e portanto, as curvas de carga à partida diferenciam-se. Finalmente, através da aplicação da análise estatística descrita em 4.3.1, é possível obter um conjunto de curvas representativas do consumo de cada cliente da rede de distribuição, para dias úteis, sábados e domingos, nas diferentes épocas do ano.

4.3.1 - Análise Estatística

A metodologia proposta neste trabalho utiliza algumas ferramentas de análise estatística no tratamento da informação do PT's, descrita de seguida.

A média (\bar{X}) é um valor representativo de um conjunto de dados. Indica o valor típico à volta dos quais os dados se distribuem [31].

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_N}{N} \quad (Eq. 4.1)$$

Onde

X_i - É o dado numérico i ;

N - Número total de dados numéricos;

O desvio-padrão (σ) representa o grau ao qual os dados numéricos tendem a dispersar-se em torno do valor médio. O desvio-padrão de um conjunto de dados é igual à raiz quadrada da média aritmética dos quadrados dos desvios [31]:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}} \quad (Eq. 4.2)$$

O algoritmo de estimação de estados formulado no Capítulo 3 considera que as pseudo-medidas seguem uma distribuição normal, que é inteiramente descrita pela média e o desvio-padrão dos dados numéricos (ver Ponto f. da Subsecção 3.1.3). Portanto, a aplicação da análise estatística pode ser utilizada para estimar as pseudo-medidas.

4.4- Método de Estimação de Curvas de Carga em Postos Transformação de Distribuição

Através da análise estatística apresentada na Secção 4.3 é possível estimar as curvas representativas do consumo de Potência Activa P e Reactiva Q para cada cliente conectado a uma rede de distribuição. Assim, a metodologia proposta para a estimação da curva de carga em Posto de Transformação de Distribuição (PTD) consiste na agregação das curvas dos consumidores, alimentados por este PTD [24]. Ou seja,

$$P_{PTD}(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t) \quad (Eq. 4.3)$$

$$\sigma_{PTD}^P(t) = \sum_{i=1}^n \sigma_i^P(t) \quad (Eq. 4.4)$$

$$Q_{PTD}(t) = \sum_{i=1}^n Q_i(t) \quad (Eq. 4.5)$$

$$\sigma_{PTD}^Q(t) = \sum_{i=1}^n \sigma_i^Q(t) \quad (Eq. 4.6)$$

Sendo,

$P_{PTD}(t)$ - Curva típica de potência activa do PTD [kW];

$P_i(t)$ - Curva típica do consumo de potência activa do cliente i alimentado pelo PTD [kW];

$\sigma_{PTD}^P(t)$ - Curva desvio-padrão de potência activa do PTD [kW];

$\sigma_i^P(t)$ - Curva desvio-padrão de potência activa do cliente i alimentado pelo PTD [kW];

$Q_{PTD}(t)$ - Curva típica de potência reactiva do PTD [$kVAr$];

$Q_i(t)$ - Curva típica do consumo de potência reactiva do cliente i alimentado pelo PTD [$kVAr$];

$\sigma_{PTD}^Q(t)$ - Curva desvio-padrão de potência reactiva do PTD [$kVAr$];

$\sigma_i^Q(t)$ - Curva desvio-padrão de potência reactiva do cliente i alimentado pelo PTD [$kVAr$];

n - Números de consumidores alimentados pelo PTD [$kVAr$].

A aplicação das Equações 4.3 a 4.6 exige o conhecimento do número de clientes alimentados por cada PTD e das respectivas curvas de P e Q e desvio-padrão, em dias úteis, sábados e domingos consoante a época do ano, de cada consumidor. A determinação das curvas de carga dos consumidores individuais e a respectiva curva de desvio-padrão são determinadas através da metodologia apresentada Secção 4.3.

4.5- Aplicação do Método de Estimação de Carga na Rede Barrosas

A rede Barrosas é uma rede real de 15kV localizada na vila de Barrosas, concelho de Felgueiras. Esta rede é objecto de aplicação do Estimador de Estados (EE) apresentado neste trabalho. No Capítulo 5 a rede de Barrosas é exposta em detalhe.

A aplicação da metodologia exposta nas Secção 4.3 e 4.4 para a estimação das curvas de carga e determinação da incerteza associada, nos Postos de Transformação (PT's) da rede de Barrosas, exige dados reais obtidos pelo operador da rede de distribuição. Em 4.5.1 são apresentados os dados reais acerca dos PT's da rede de Barrosas disponibilizados pelo operador da rede de distribuição.

4.5.1 - Informação fornecida pelo Operador da Rede de Distribuição

A rede de distribuição é constituída por Postos de Transformação (PT's) privados, os denominados Postos de Transformação de Cliente (PTC) e por Postos de Transformação públicos, que são frequentemente chamados de Postos de Transformação de Distribuição

(PTD). O operador da rede de distribuição facultou informação sobre cada um dos grupos de PT's.

Os PTC's são particulares e normalmente destinam-se à alimentação de grandes indústrias. A medição do fluxo de energia eléctrica comercializada neste PT's é realizada por sistemas de telecontagem. A contagem da Potência Activa (P) e Reactiva (Q) comercializada é efectuada em períodos de 15 minutos. Assim, o operador da rede de distribuição disponibilizou somente um histórico dos consumos de P , desde Janeiro de 2008 até Março de 2010, de todos os PTC's da rede de Barrosas.

Nos PTD's, actualmente não existe um sistema de telecontagem instalado, que registe e transmita informação de P e Q consumida para os equipamentos centrais. A aplicação da metodologia proposta na Secção 4.4, para a estimação das curvas de P e Q nos PTD's, exige o conhecimento do número de clientes de Baixa Tensão (BT) alimentados por cada PTD, e a respectiva curvas típicas de consumo de P e Q . No entanto, a informação disponibilizada pelo operador acerca dos PTD's foi:

- Localização geográfica dos PTD's;
- Capacidade do transformador de cada PTD;
- Consumo máximo de P registado num dia útil do mês de Junho de 2010 - Ponta de potência activa dia útil época de Verão.

Portanto, a insuficiência de informação, nomeadamente o desconhecimento do número e histórico dos consumos dos clientes BT alimentados por cada PTD, torna impossível a aplicação da metodologia proposta para a estimar as curvas de carga dos PTD's. Assim, uma aproximação baseada em determinadas considerações teve de ser realizada, tal como se descreve na Subsecção 4.5.2.

4.5.2 - Estimação das Curvas de Consumo de Potência Activa nos Postos de Transformação de Distribuição da Rede de Barrosas

Neste trabalho, a insuficiência de informação sobre o número e os históricos de consumo de cada clientes de BT alimentado por um PTD, impossibilita a utilização das expressões 4.3 a 4.6, para estimar as curvas de carga dos PTD's. Assim, foi realizada uma estimativa grosseira para os PT's da rede de Barrosas. Esta estimação grosseira baseia-se na localização dos PTD's e em curvas típicas de clientes do tipo residencial e comercial.

Atendendo a que, a rede de Barrosas é uma rede de 15kV, que se encontra numa zona em expansão urbana, considera-se que os PTD's podem ser divididos em:

- PTD's com características tipicamente residenciais;
- PTD's com características tipicamente comerciais.

A curva representativa do consumo de P num PT com características tipicamente residenciais caracteriza-se por um consumo praticamente constante durante o dia, com um aumento no fim da tarde e um pico de carga entre as 18 e as 21 horas. A Figura 4.2 mostra uma curva de carga normalizada para um PT nestas condições [36].

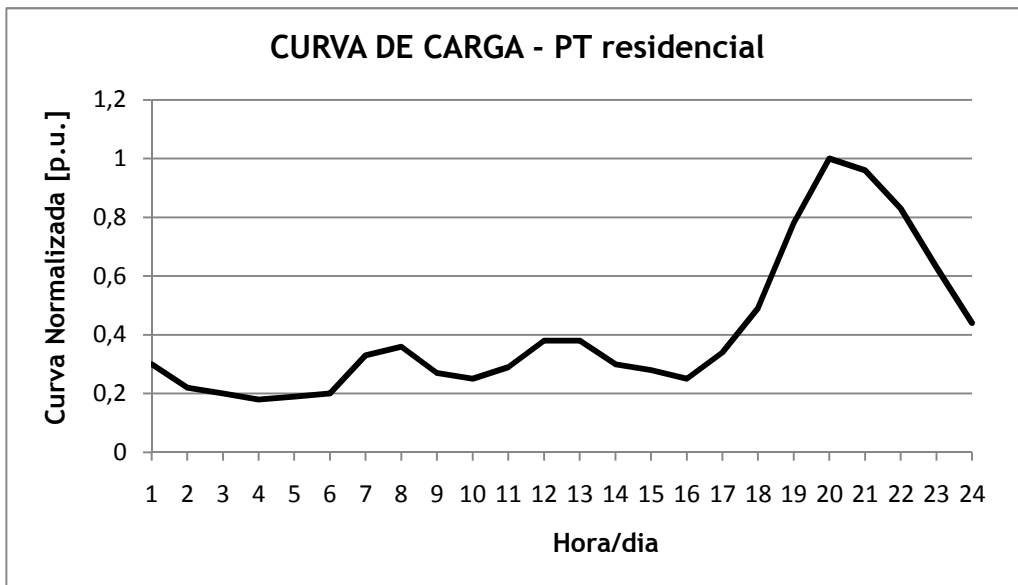


Figura 4.2 - Curva representativa de um PTD tipicamente residencial [36]

A curva de carga de um PT que alimenta sobretudo consumidores comerciais é caracterizada por ter um consumo praticamente constante durante o horário comercial, com uma leve descida no horário de almoço. Fora do horário comercial, o consumo destes clientes é praticamente para iluminação e refrigeração. Um exemplo de uma curva de carga para um PT tipicamente comercial é mostrado na Figura 4.3.

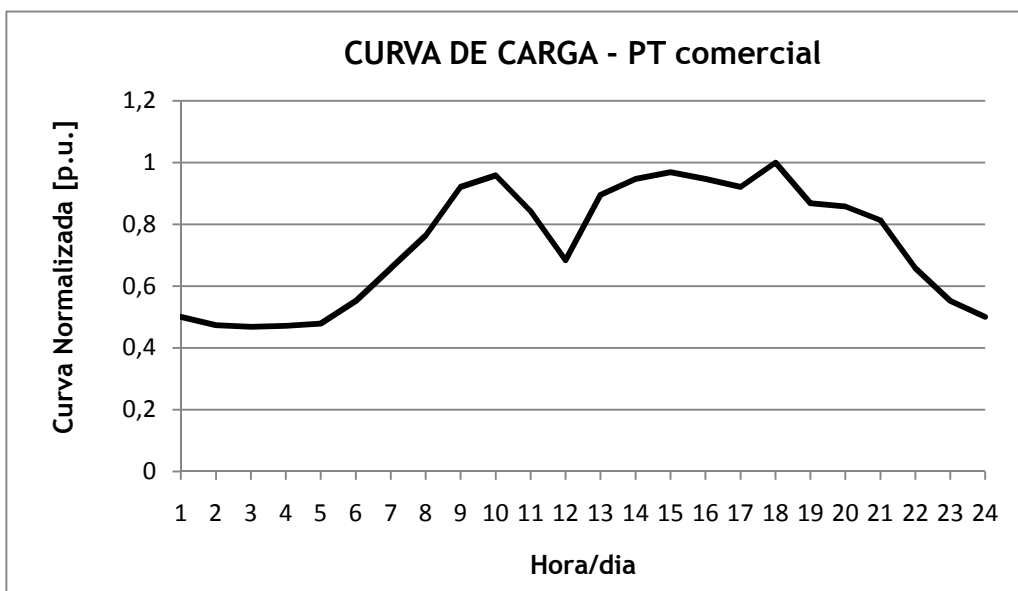


Figura 4.3 - Curva representativa de um PTD tipicamente comercial [36]

Cada PTD da rede de Barrosas foi caracterizado por possuir uma das características residencial ou comercial. E posteriormente, a curva representativa do PTD foi multiplicada pela ponta de carga respectiva registada num dia útil do mês de Julho do ano 2010. Assim, foi

possível obter uma estimativa grosseira das curvas de consumo de P para todos os PTD's, num dia útil da época de Verão. No Anexo A encontra-se a caracterização do tipo residencial ou comercial atribuída a cada PTD da rede de Barrosas e as respectivas curvas de consumo de P estimadas.

Realça-se a ideia, de que este método grosseiro impossibilita o cálculo de uma medida de dispersão, à volta da curva média determinada. Por isso, para a aplicação do Estimador de Estados (EE), não existe um valor de incerteza associada às pseudo-medidas. Assim, a influência do valor da incerteza das pseudo-medidas nos resultados do EE é estudada, considerando diferentes valores de precisão das estimativas de carga.

4.5.3 - Estimação das Curvas de Consumo de Potência Activa nos Postos de Transformação de Cliente da Rede de Barrosas

Para os PTC's existe o seu próprio histórico de consumo de P , que no caso particular deste trabalho foi disponibilizado pelo operador da rede de distribuição. Este facto torna possível a realização directa da análise estatística referida na Subsecção 4.3.1.

Como exemplo, considere-se o histórico do consumo de P do PTC 1 da rede de Barrosas, representado na Figura 4.4.

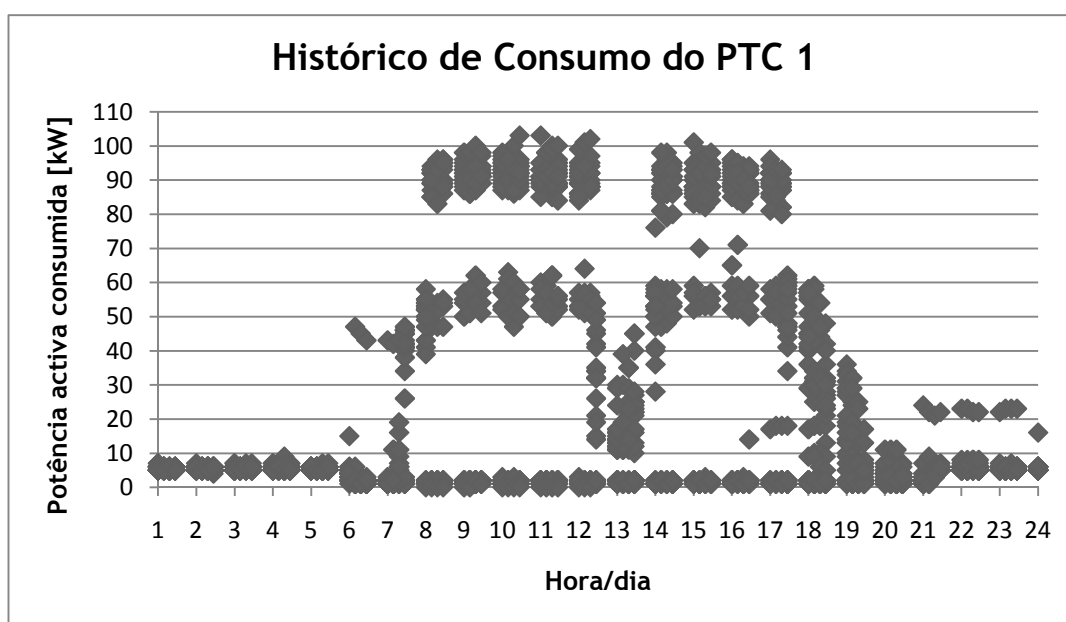


Figura 4.4 - Histórico dos consumos de potência activa de um Posto de Transformação de Cliente da rede de Barrosas

A análise da Figura 4.4 mostra que, no caso particular do PTC três perfis de consumo podem ser determinados. A indústria alimentada por este PTC possui um perfil de consumo típico de fim-de-semana, em que o valor máximo de potência activa, registado ao longo do sábado ou domingo, não excede os 10kW. E dois tipos de padrões de consumos para dias úteis. O padrão de consumo para dias úteis com maior frequência de ocorrência é regista um consumo máximo compreendido entre 80 e 100 kW. Outro padrão de consumo para dias úteis, que não acontece com tanta frequência, é aquele em que, durante as horas de

funcionamento normal da indústria (7:00h às 12:00h e das 13:00h às 19:00h), o consumo de potência activa é aproximadamente entre 50 e 65 kW. A existência de dois padrões de consumo para dias úteis pode estar directamente relacionada com a necessidade de desligar determinadas máquinas, em dias de menor nível de trabalho nesta indústria.

A Figura 4.5 representa o histórico do consumo de potência activa do PTC 2, da rede de Barrosas.

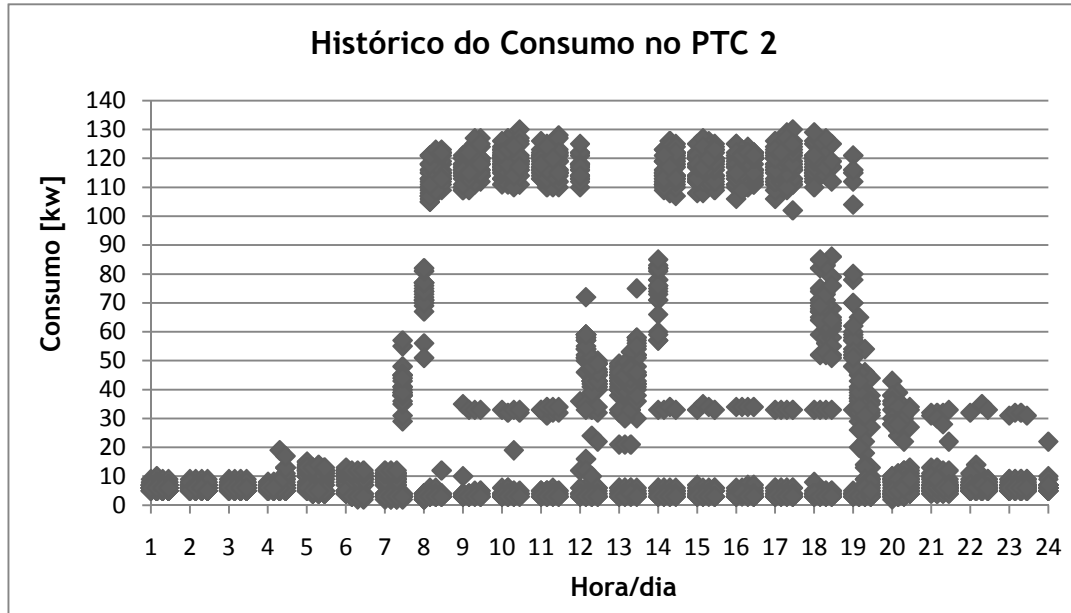


Figura 4.5 - Histórico dos consumos de potência activa de outro PTC da rede em estudo.

No caso do PTC 2 identifica-se uma curva típica de consumo para dias de fim-de-semana, e apenas uma curva típica de consumo para dias úteis. A análise da Figura 4.5 mostra ainda uma ocorrência ocasional, onde a máxima potência activa consumida não ultrapassou os 35kW. No tratamento estatístico de todos os PTC's da rede de Barrosas, consumos diários ocasionais, ou seja, com muito baixa probabilidade de ocorrência, foram ignorados.

Após a identificação de padrões de consumo, a análise estatística referida na Subsecção 4.3.1 foi realizada a cada hora do dia, obtendo-se o perfil de carga representativo de cada PTC, constituído por uma curva média e uma curva de desvio-padrão, para dias úteis, Sábados e Domingos.

A Figura 4.6 apresenta o perfil de carga estimado para o PTC 1, em dias úteis e de fim-de-semana.

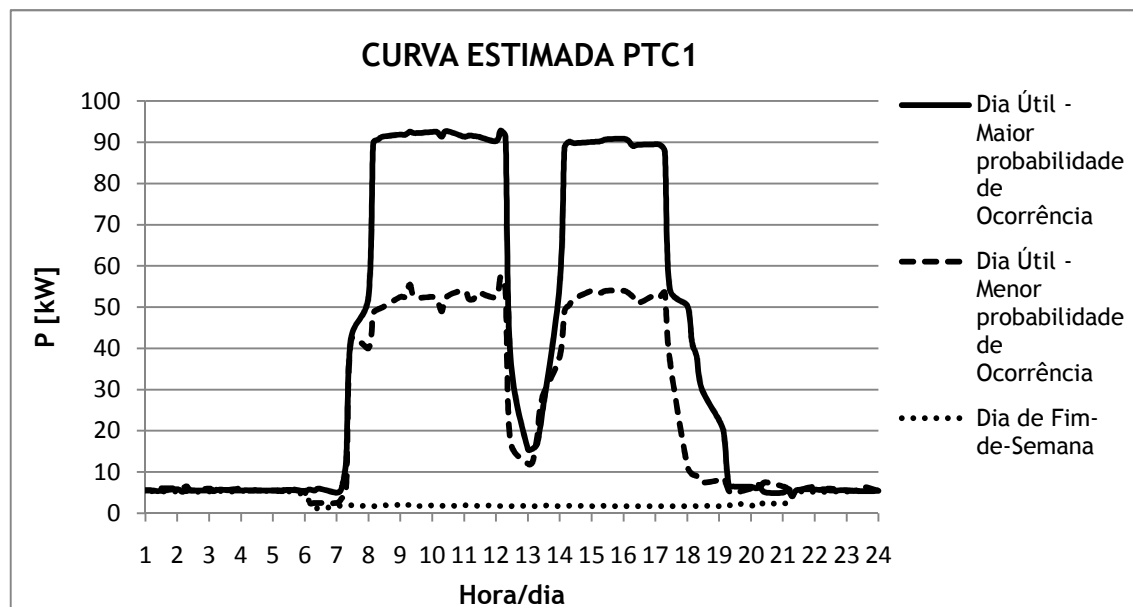


Figura 4.6 - Curvas típicas de consumo do PT de cliente 1, para dias úteis e de fim-de-semana.

Na Figura 4.7 são exibidas as curvas de desvio-padrão, que representam uma medida de dispersão em torno da curva estimada, para dias úteis, sábados e domingos, no PTC 1.

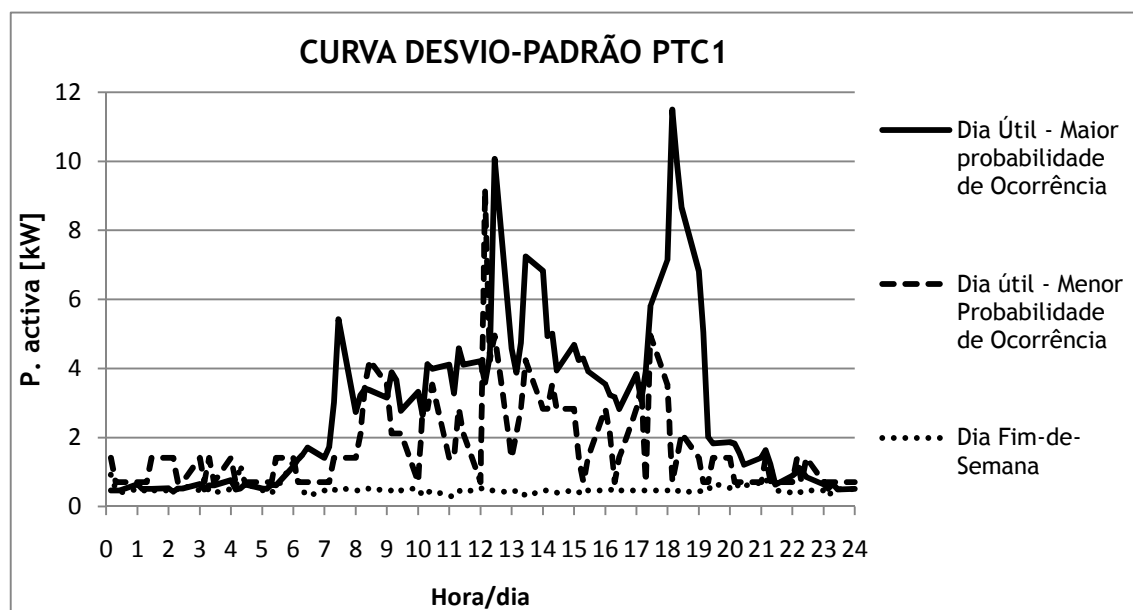


Figura 4.7 - Curvas do desvio-padrão para o consumo de potência activa do PT de cliente 1.

A Figura 4.8 apresenta a curva de P estimada para o PTC 2, em dias úteis e de fim-de-semana:

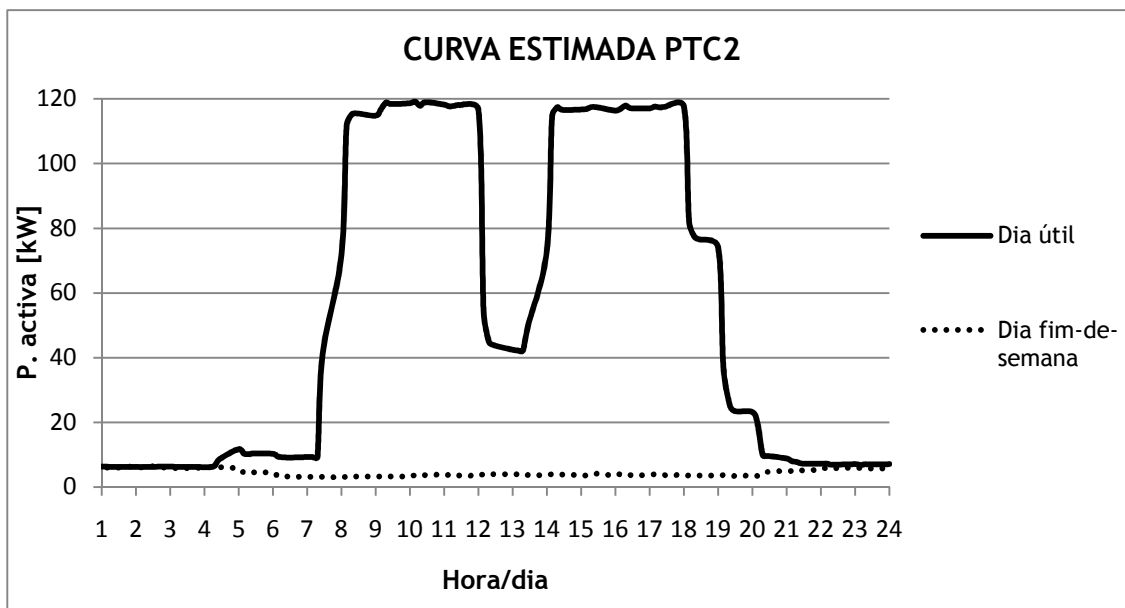


Figura 4.8 - Curvas típicas de consumo do PT de cliente 2, para dias úteis e de fim-de-semana

Na Figura 4.9 são mostradas as curvas de desvio-padrão, que representam uma medida de dispersão em torno da curva estimada, para dias úteis, sábados e domingos, no PTC 2.

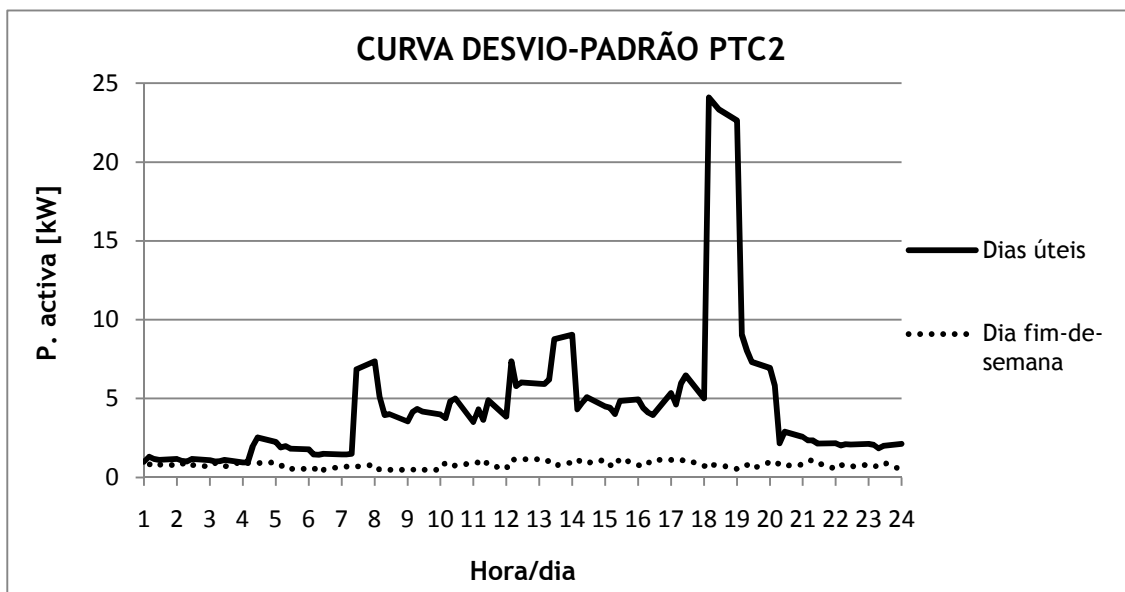


Figura 4.9 - Curvas do desvio-padrão para o consumo de potência activa do PT de cliente 2.

A análise estatística, dos históricos de potência activa consumida por cada PTC's da rede de Barrosas foi realizada. Os resultados encontram-se no Anexo B.

4.5.4 - Estimação das Curvas de Consumo de Potência Reactiva nos Postos de Transformação da Rede de Barrosas

A falta de históricos do consumo de Q quer em PTC's quer em consumidores de Baixa Tensão (BT) alimentados pelos PTD's da rede de Barrosas, fez com que fosse impossível a aplicação da metodologia proposta na Secção 4.3. Assim, a determinação das curvas típicas do consumo de Q foi realizada considerando um factor de potência típico, tal como em [6]. Sendo o Factor de Potência ($\cos\varphi$) o quociente entre a Potência Activa (P) e a Potência Aparente (S) [30], ou seja,

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (\text{Eq. 4.7})$$

E estando S relacionado com a potência activa e reactiva pela seguinte expressão,

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (\text{Eq. 4.8})$$

Portanto, a curva típica do consumo de potência reactiva $Q(t)$, de um determinado PT, foi calculada através da expressão:

$$\tan\varphi = \frac{Q(t)}{P(t)} \Leftrightarrow Q(t) = P(t) \times \tan\varphi \quad (\text{Eq. 4.9})$$

Em que, $P(t)$ é a curva média estimada do consumo de potência activa do PT em questão.

Para a rede de Barrosas, considera-se que $\cos\varphi = 0.94$ nos PTC's e $\cos\varphi = 0.85$ nos PTD's. Isto porque, o Sistema Tarifário em vigor prevê a facturação a clientes consumidores de energia reactiva, em horas fora de vazio, quando a instalação apresenta um factor de potência igual ou inferior a 0.93 [37]. Assim, admite-se que os clientes ligados em Média Tensão (MT) à rede de Barrosas dispõem do serviço de compensação do factor de potência, para evitar a facturação de energia reactiva. As curvas de consumo de potência reactiva estimadas para os PT's da rede de Barrosas encontram-se no Anexo C.

4.6- Procedimento de Leitura das Estimativas de Carga pelo Estimador de Estados

As curvas de carga estimadas para cada Posto de Transformação (PT), em dias úteis, Sábados e Domingos, bem como, as medidas de dispersão respectivas devem ser guardadas numa base de dados, à qual o Estimador de Estados (EE) tem acesso. Nestas circunstâncias, num determinado momento em que o algoritmo de estimação de estados é resolvido, a leitura do valor das pseudo-medidas e do respectivo desvio-padrão, para aquela hora do dia, é efectuada da base de dados.

A Figura 4.10 esquematiza a leitura das curvas de carga dos PT's em tempo-real, para o funcionamento do EE.

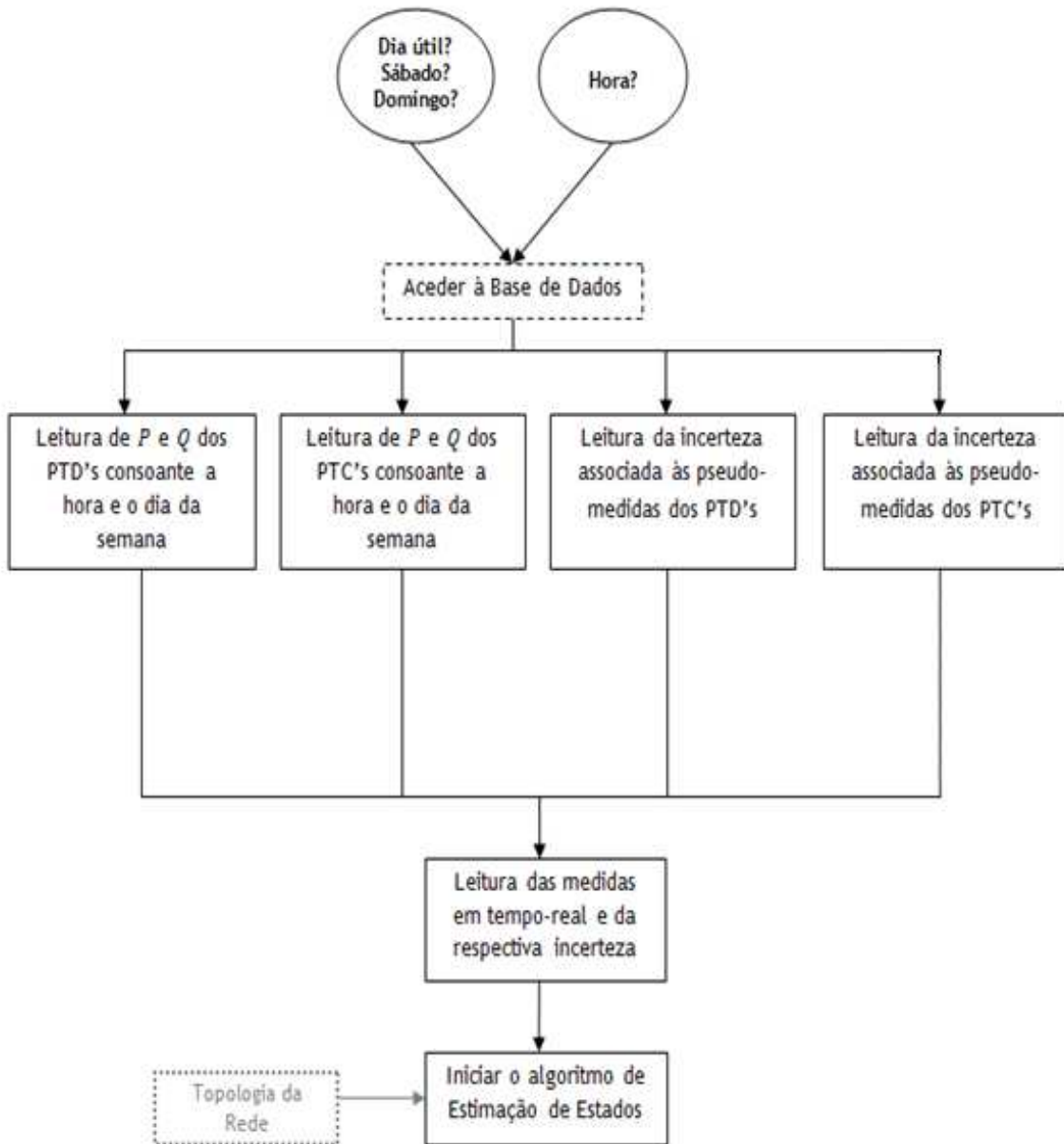


Figura 4.10 - Processo de leitura das pseudo-medidas

Para a leitura das estimativas do consumo de P e Q em todos os PT's, o EE necessita primeiramente de conhecer o dia da semana e a hora em questão. Esta necessidade pode ser suprimida adicionando um relógio ao EE. Em seguida, a leitura das estimativas do consumo nos PT's, bem como a respectiva incerteza é efectuada acedendo à base de dados. Finalmente, após serem conhecidas as pseudo-medidas, as medidas em tempo-real são reunidas para se iniciar o algoritmo de estimação de estados.

Na Subsecção 4.5.3, um exemplo real de um posto de transformação de cliente que mostra possuir dois padrões de consumo para dias úteis, foi analisado. No entanto, devido à falta de conhecimento dos factores externos que influenciam a variação do consumo destas indústrias, considera-se apenas a curva de carga com maior probabilidade de ocorrência.

4.7- Sumário

Neste capítulo foi apresentado um método de estimação de carga nos Postos de Transformação (PT's) da rede de distribuição, que permite representar a variação normal da carga ao longo do dia e determinar uma medida de dispersão à volta do valor estimado.

O método proposto estima as curvas de carga nos locais de consumo de energia, através do tratamento estatístico de curvas reais obtidas pelo operador da rede de distribuição, em diferentes épocas do ano, para dias úteis e de fim-de-semana. Posteriormente, a estimação das curvas de carga nos Postos de Transformadores de Distribuição (PTD's) é efectuada pela soma das curvas estimadas dos consumidores de Baixa Tensão (BT).

As curvas estimadas são aplicadas na forma estatística, ou seja, média e desvio padrão. Por isso, esta estimativa de carga é adequada às necessidades do Estimador de Estados (EE) em tempo-real. A estimativa realizada sugere a execução do EE a cada hora do dia, pois a estimativa do consumo de potência activa e reactiva, na rede de Barrosas, é conhecida em cada hora.

No entanto, a metodologia proposta neste capítulo, não foi aplicada na estimação das curvas de carga dos PTD's da rede de Barrosas, pelo desconhecimento do histórico de consumos dos clientes de BT alimentados pelos PTD's. Através dos dados reais, disponibilizados pelo operador da rede de distribuição, foi possível obter curvas representativas do consumo em Postos de Transformação de Cliente (PTC's) para dias úteis e dias de fim-de-semana. Mas a falta de informação acerca dos consumidores de BT, fez com que, se realizasse uma estimação grosseira das curvas de carga nos PTD's. Portanto, considera-se que os PTD's possuem características típicas do sector residencial ou comercial, consoante a sua localização geográfica, e utiliza-se curvas representativas destes sectores.

As curvas do consumo de potência reactiva foram estimadas considerando-se um factor de potência típico para as redes de distribuição, pelo desconhecimento do histórico dos consumos de potência reactiva nos PT's da rede de Barrosas.

Em conclusão, verifica-se que este método de estimação de cargas pode ser perfeitamente utilizado na implementação do EE com funcionamento em tempo-real. Mas medidas reais do consumo de todos os clientes devem ser realizadas, de forma a constituir uma base de dados suficiente para a estimação de cargas.

Capítulo 5

Estimação de Estados aplicada à Rede de Distribuição de Barrosas

Este capítulo tem como objectivo analisar o desempenho do Estimador de Estados (EE) numa rede de distribuição localizada na vila de Barrosas, concelho de Felgueiras. A rede de Barrosas é uma rede de pequena dimensão, sem integração de produção dispersa. No entanto, foi seleccionada para simular o algoritmo de estimação de estados precisamente por ser uma rede com reduzida dimensão. O que facilitou o operador na filtragem da informação relativamente à topologia e características desta rede.

A aplicação de técnicas de estimação de estados na rede de distribuição deve ser baseada nas medidas da subestação, algumas medidas recolhidas em pontos críticos e um largo número de estimativas de carga. Portanto, na Secção 5.2 realça-se a importância da instalação de novos equipamentos de medida na rede de distribuição, e apresenta-se um algoritmo para a localização estratégica das novas medidas em tempo-real.

A validação do algoritmo de EE aplicado à rede de Barrosas é efectuada na Secção 5.3, deste capítulo. Os resultados são comparados com o estado da rede, que se assume como real, obtido recorrendo ao cálculo de um trânsito de potências para o cenário de cargas em análise. Este trânsito de potências foi resolvido através do software *POWER WORLD SIMULATOR*[®].

O algoritmo de EE utilizado foi programado em software *MATLAB*[®], e posteriormente simulado na rede de Barrosas, cujas simulações e resultados são apresentados na Secção 5.4. A influência do número e da precisão das medidas em tempo real, da localização dos medidores e da qualidade das estimativas de carga são analisadas e discutidas nesta Secção.

No final é apresentada uma síntese da qualidade da estimativa da tensão nas diferentes simulações realizadas, proporcionando uma compreensão eficaz sobre o desempenho do EE na rede de Barrosas.

5.1 - Rede de Distribuição de Barrosas

A rede de Barrosas é uma rede de distribuição real, localizada na vila de Barrosas concelho de Felgueiras. A informação sobre a topologia desta rede foi disponibilizada pelo

operador da rede de distribuição. Na Figura 5.1 apresenta-se o esquema unifilar da rede Barrosas.

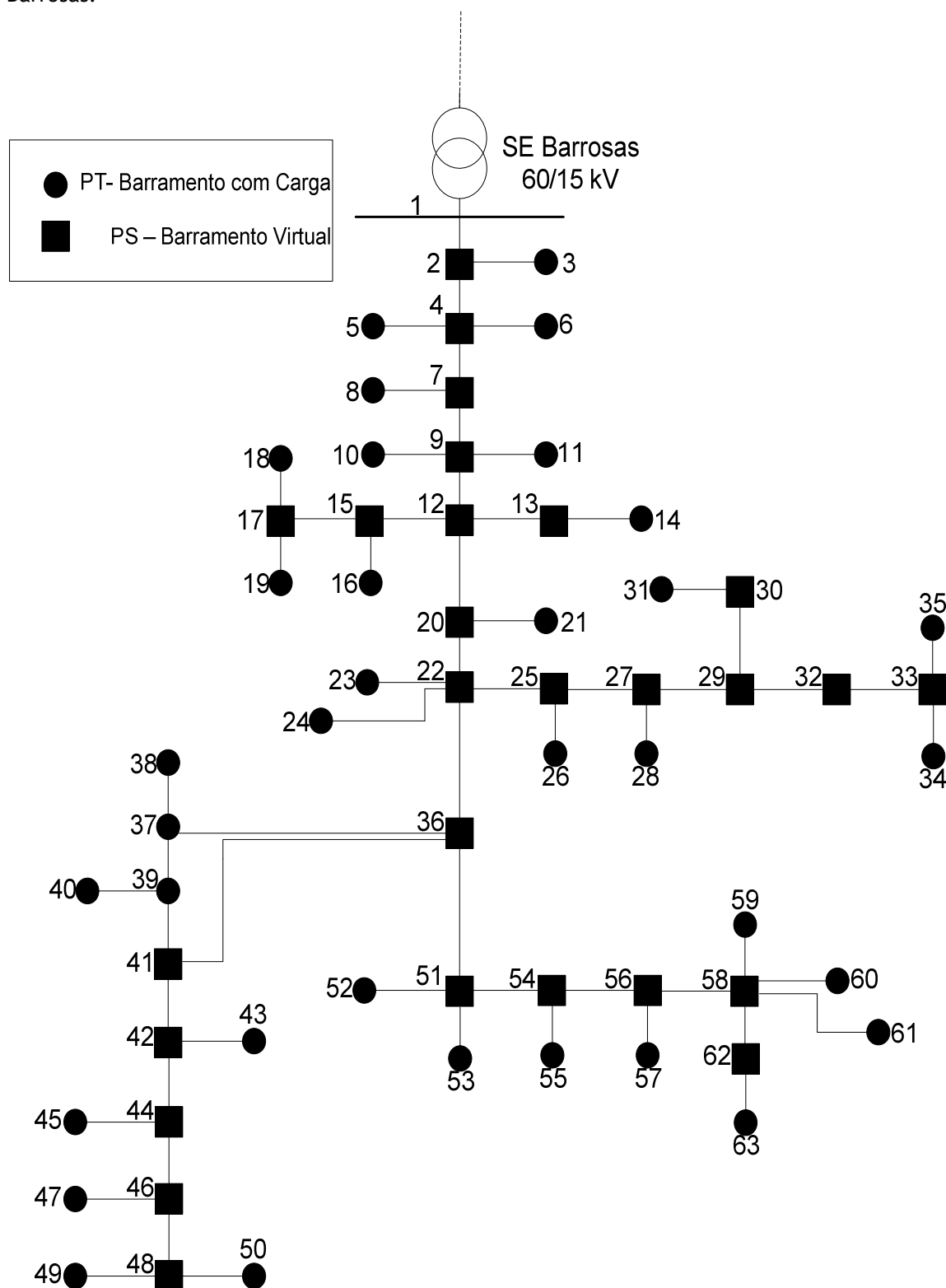


Figura 5.1 - Esquema unifilar da Rede de distribuição - Barrosas

A rede de distribuição de Barrosas é uma rede de Média Tensão (MT) de 15kV, sem integração de produção dispersa, constituída por 63 linhas e 63 barramentos. Na Figura 5.1, os barramentos representados por um círculo preto são barramentos típicos de consumo, ou seja, Postos de Transformação (PT's). Os barramentos, representados por quadrados pretos, são barramentos sem carga, ou seja, Postos de Seccionamento (PS). Na rede de Barrosas existe 27 PS, que são utilizados como medidas virtuais, e 35 PT's.

Na Tabela 5.1 apresenta-se a caracterização dos 35 PT's da rede de Barrosas, quanto ao tipo, ou seja, Posto de Transformação de Cliente (PTC) ou Posto de Transformação de Distribuição (PTD), e quanto, ao tipo construtivo, ou seja, PT de cabine alta, PT de cabine baixa ou PT aéreo.

Tabela 5.1 - Caracterização dos Barramentos de Carga

Barramento	Designação	Tipo	Tipo Construtivo
3	PTC 3	PTC	Aéreo - AS
5	PTD 5	PTD	Aéreo - AI
6	PTC 6	PTC	Cabine Alta
8	PTC 8	PTC	Cabine Alta
10	PTC 10	PTC	Cabine Alta
11	PTD 11	PTD	Cabine Alta
14	PTD 14	PTD	Cabine Baixa
16	PTD 16	PTD	Cabine Alta
18	PTC 18	PTC	Aéreo - AS
19	PTC 19	PTC	Cabine Alta
21	PTC 21	PTC	Cabine Alta
23	PTC 23	PTC	Cabine Alta
24	PTC 24	PTC	Cabine Alta
26	PTD 26	PTD	Cabine Alta
28	PTD 28	PTD	Aéreo - AI
31	PTD 31	PTD	Cabine Baixa
34	PTD 34	PTD	Aéreo - AI
35	PTC 35	PTC	Aéreo - AI
37	PTD 37	PTD	Cabine Baixa
38	PTC 38	PTC	Cabine Baixa

39	PTD 39	PTD	Cabine Alta
40	PTD 40	PTD	Cabine Baixa
43	PTD 43	PTD	Cabine Alta
45	PTC 45	PTC	Aéreo - AS
47	PTD 47	PTD	Cabine Alta
49	PTD 49	PTD	Aéreo - AI
50	PTD 50	PTD	Aéreo - AS
52	PTD 52	PTD	Cabine Baixa
53	PTC 53	PTC	Cabine Alta
55	PTC 55	PTC	Cabine Alta
57	PTD 57	PTD	Cabine Alta
59	PTC 59	PTC	Aéreo - AI
60	PTD 60	PTD	Aéreo - AS
61	PTC 61	PTC	Aéreo - AS
63	PTD 63	PTD	Aéreo - AI

Para cada PT existe um perfil típico estimado de potência activa e reactiva consumida, para dias úteis, Sábados e Domingos, o que permite conhecer uma estimativa do consumo de potência activa e reactiva em todas as 8760 horas do ano.

Nos Anexos A, B e C encontram-se, respectivamente, os perfis de potência activa consumida nos PTD's, os perfis de potência activa consumida nos PTC's e os perfis de potência reactiva consumida em todos os PT's da rede de Barrosas.

5.1.1 -Medidas em tempo-real na rede de Barrosas

A rede de Barrosas está actualmente equipada com aparelhagem de medida apenas na subestação 60/15kV. Na subestação existe dois transformadores de corrente, um do lado de Alta Tensão e outro do lado de Média Tensão, e um transformador de tensão, que constituem o sistema de medição instalado.

O sistema de medição permite conhecer em tempo real, consoante a Figura 5.1:

- A tensão no barramento 1;
- A potência activa injectada no barramento 1;
- A potência reactiva injectada no barramento 1;
- O trânsito de potência activa e reactiva na linha 12 que liga o barramento 1 ao barramento 2.

Estas são as únicas medidas disponíveis em toda a rede de Barrosas, sendo os respectivos valores enviados, através do sistema de comunicação, para o centro de controlo. Portanto, o controlo desta rede tem sido realizado apenas com as medidas em tempo-real da subestação.

5.2 - Localização Estratégica de Medidas

O principal objectivo da localização estratégica de medidas para a estimação de estados na rede de distribuição é determinar o número, o local e o tipo de grandezas a medir, de tal forma que, com estas medidas se consiga um Estimador de Estados (EE) com a performance desejada. Isto é, para melhorar a qualidade dos resultados do algoritmo de estimação de estados são necessárias mais medidas em tempo-real [29].

As características do sistema de distribuição, nomeadamente a dimensão da rede e os baixos recursos económicos para a recolha de um número suficiente de medidas em tempo-real, fazem com que a aplicação de técnicas de estimação de estados seja baseada num reduzido número de medidas em tempo-real e num largo número de pseudo-medidas. Por isso, a localização estratégica de medidas tem por finalidade completar o conjunto de pseudo-medidas com medidas obtidas em tempo-real, de tal forma que o EE com estas medidas possa satisfazer a performance desejada.

As pseudo-medidas, juntamente com determinadas medidas recolhidas estrategicamente na rede, compõem o conjunto de informação necessária para a resolução do problema de estimação de estados. Portanto, a consideração de que as pseudo-medidas podem ser utilizadas, permite reduzir o número de medidas em tempo-real necessárias, e consequentemente diminuir os custos de investimento.

A localização de pontos de medida na rede de distribuição pode ser considerada como um problema de optimização, onde por um lado se pretende reduzir os custos de investimento em equipamentos de medição e infra-estruturas de comunicação, e por outro estimar a tensão em todos os barramentos da rede de Média Tensão (MT), com uma precisão desejada.

5.2.1 - Novas Medidas em Tempo-Real

As medidas em tempo-real (ver Capítulo 3 Subsecção 3.1.1) podem ser módulo das tensões nos barramentos, fluxos de potências activa e reactiva nas linhas e/ou módulos de intensidades de correntes nas linhas. Sendo que, a única alteração está na definição das funções que relacionam o vector de medidas $[z]$ com o vector de estados $[x]$ (ver Capítulo 3 Subsecção 3.1.3).

A implementação do EE na rede de distribuição facilita as acções de controlo tomadas pelo operador da rede. O operador da rede de distribuição avalia o perfil da tensão na rede, a partir dos resultados do EE, e com esta informação executa acções de controlo, tendo em conta os limites da tensão nos barramentos. Por esta razão, muitas vezes, as medidas de tensão são preferencialmente recolhidas da rede, face a medidas do fluxo de potência e/ou intensidade de corrente nas linhas.

Neste trabalho, o reforço necessário dos sistemas de medição, para assegurar resultados suficientemente exactos do EE, é realizado considerando a recolha de novas medidas de tensão em pontos críticos identificados através do algoritmo formulado na Subsecção 5.2.2.

5.2.2 - Método de Localização de Medidas

Instalar equipamentos de medidas e comunicação para a recolha de medidas em tempo-real na rede de distribuição, é extremamente caro, pelo que é necessária uma selecção cuidadosa do número e localização destas medidas. A selecção de locais para novas medições poderá ser realizada tendo em conta diferentes preocupações, tais como, a manutenção de um nível de precisão desejado nos resultados do EE, manter uma estimativa do vector de estados confiável quando uma ou mais medidas são perdidas, devido a falhas no sistema de medição/comunicação, e minimizar o custo de investimento em equipamentos de medição/comunicação. A metodologia proposta neste trabalho determina a localização de novos pontos de medida considerando restrições de precisão nos resultados do algoritmo estimação de estados.

O método proposto para a localização estratégica de novas medidas de tensão, tem por base o interesse em manter um determinado nível de precisão nas estimativas de tensão obtidas pelo EE. Ou seja, o método de localização de medidas apresentado tem como objectivo limitar a incerteza das estimativas das tensões, a um valor considerado satisfatório. Estas exigências devem ser respeitadas em todas as configurações possíveis de exploração da rede, tal como, numa situação de falha de certos equipamentos de medida ou comunicação.

Atendendo a que, a incerteza das estimativas de tensão, obtidas pelo algoritmo de estimação de estados, são determinadas através da equação (ver Capítulo 3 Subsecção 3.1.3):

$$incerteza\% = \frac{3 \times 100 \times \sqrt{v(x)}}{x} \quad (Eq. 5.1)$$

Em que,

$$\sqrt{v(x)} = diag\{[C]\} = diag\{[H]^T \cdot [R] \cdot [H]\}^{-1} \quad (Eq. 5.2)$$

Onde, $[H]$ é a matriz Jacobiano e $[R]$ a matriz dos pesos.

Então, a metodologia proposta para a localização estratégica de medidas de tensão consiste em executar o algoritmo de estimação de estados, calcular as incertezas das estimativas de tensão através da Equação 5.1, e posteriormente analisar se o valor máximo fixado para a incerteza das variáveis de estado é violado num ou mais barramentos da rede. Em caso afirmativo, a metodologia admite a instalação de um equipamento de medida no barramento que regista maior incerteza na estimativa da tensão. O processo é repetido até que as exigências de precisão das estimativas de tensão sejam verificadas em todos os barramentos da rede.

A Figura 5.2 esquematiza o método para a localização de medidas de tensão na rede de distribuição:

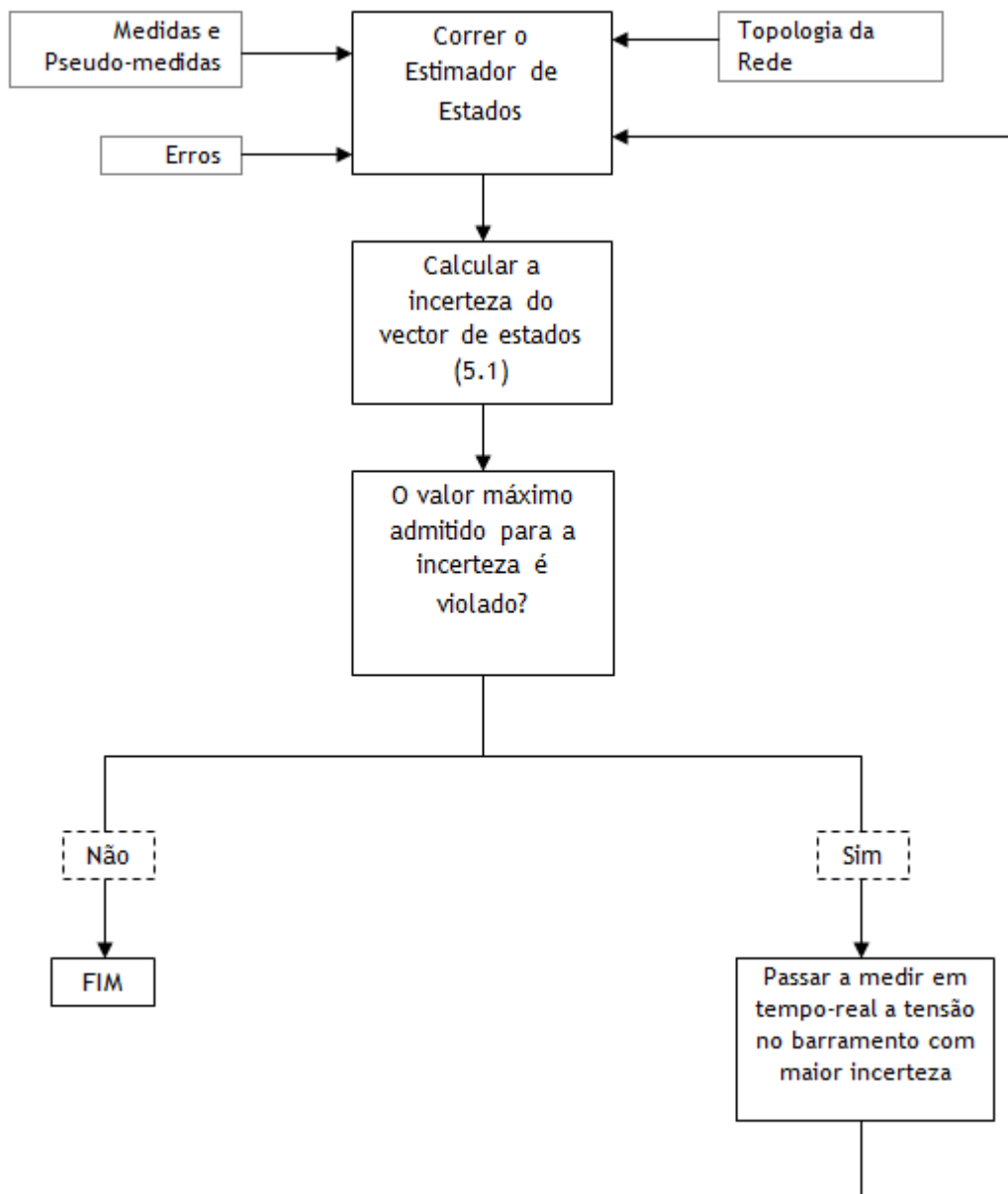


Figura 5.2 - Esquema do algoritmo de localização de medidas

Esta metodologia recorre à execução do EE, sendo portanto necessário, medidas em tempo-real e pseudo-medidas para inicializar o processo de localização de novos pontos de medição na rede. É possível estabelecer, através da metodologia apresentada, um bom compromisso entre a precisão das estimativas e a simplicidade computacional. No entanto, não existe garantia da optimalidade da solução face aos recursos económicos, uma vez que, não se considera as limitações em termos financeiros do problema.

5.3 - Algoritmo de Estimação de Estados aplicado à rede de Barrosas

O algoritmo de estimação de estados apresentado no Capítulo 3, e utilizado neste trabalho, teve como plataforma de desenvolvimento a ferramenta computacional MATLAB®. O MATLAB® [38] é uma ferramenta informática destinada a problemas que envolvam cálculo numérico. Este *software* possui uma linguagem de programação própria e uma série de funções internas, para solucionar problemas computacionais de uma forma simples e rápida.

A importação de dados, nomeadamente topologia e características da rede de Barrosas, valores das pseudo-medidas e das respectivas incertezas, bem como, medidas em tempo-real, é feita através função “*xlsread*” que lê dados de uma folha EXCEL® [38]. Portanto, cada vez que o algoritmo de estimação de estados é executado, inicialmente ocorre o carregamento de informação, que deve estar devidamente actualizada, nos ficheiros EXCEL® indicados como fontes de dados no algoritmo de estimação de estados.

5.3.1 - Validação do Algoritmo de Estimação de Estados

A validação do algoritmo de estimação de estados na rede de Barrosas foi realizada para o cenário de cargas (estimado no Capítulo 4) mais desfavorável, ou seja, para o cenário de máximo consumo. Portanto, estudos da evolução temporal do vector de estados na rede de Barrosas foram evitados, realizando-se estimacões de estado isoladas para o cenário de cargas mais desfavorável.

a . Ferramenta POWER WORLD®

O *software* POWER WORLD® é um simulador de trânsito de potências que foi utilizado para determinar o vector de estados assumido como real. A rede de Barrosas foi desenhada no POWER WORLD® de acordo com as suas características e a sua topologia real, para estabelecer os verdadeiros valores das tensões nos barramentos, no cenário de máximo consumo. Os valores das medidas foram determinados pela resolução do trânsito de potências através do POWER WORLD®, sendo as medidas assumidas como reais aleatoriamente perturbadas, dentro de $\pm 3\sigma$, para simular o erro da medida.

b . Perfil da Tensão Estimada versus Perfil da Tensão assumida como Real

A Figura 5.3 mostra o perfil de tensão estimada e o perfil de tensão assumida como real, no cenário de máximo consumo.

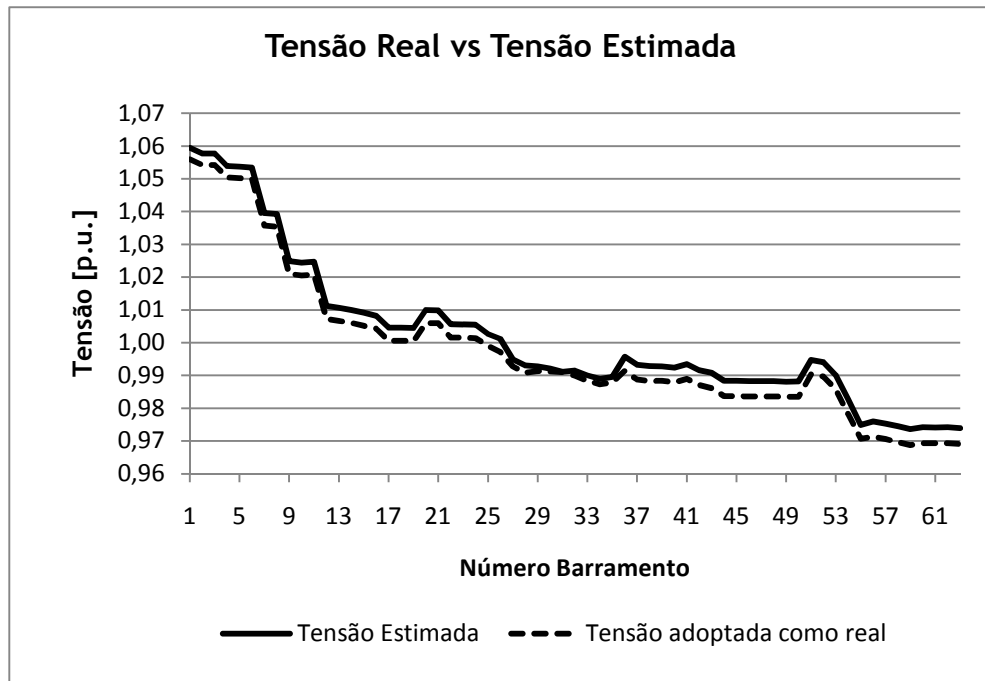


Figura 5.3 - Perfil de tensão assumida como real e tensão estimada no cenário de máximo consumo

A validação do algoritmo de estimação de estados foi realizada considerando que:

- As medidas em tempo-real são as grandezas actualmente recolhidas e enviadas para o centro de controlo, ou seja, módulo da tensão no barramento de 15kV da subestação e fluxo de potência activa na linha 12 da rede de Barrosas.
- A incerteza das estimativas de carga fixada em $\pm 50\%$ para todas as cargas da rede de Barrosas (valor máximo determinado através das curvas de desvio padrão estimadas para o PTC 1 e PTC 2 -Figuras 4.7 e 4.9 respectivamente - relacionadas com a Equação 3.35).
- A incerteza das medidas em tempo-real fixada em $\pm 1\%$ para as medidas de tensão e $\pm 4\%$ para medidas de fluxo de potência activa (majoração do erro total da respectiva cadeia de medição Equação 3.43).
- A variância das medidas virtuais fixada em $\sigma^2 = 1 \times 10^{-11}$.

Nestas condições, o EE foi executado 500 vezes perturbando de forma aleatória as medidas, para simular o erro da respectiva medida. A média da incerteza na estimativa de tensão obtida está representada na Figura 5.4:

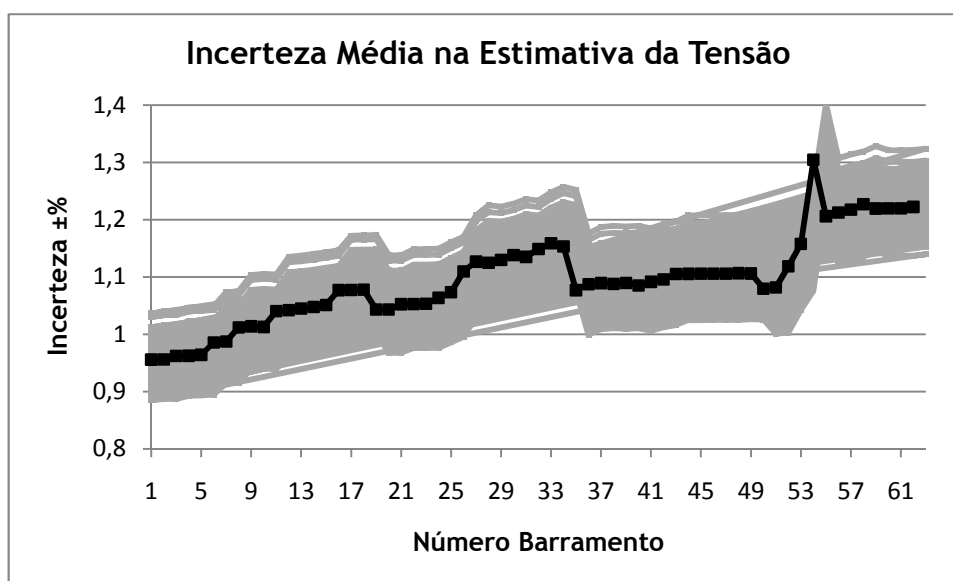


Figura 5.4 - Incerteza na estimativa da tensão para 500 execuções do Estimador de Estados

Fixando-se o valor máximo admitido para a incerteza na estimativa da tensão em $\pm 1\%$, então verifica-se que o limite de incerteza é violado em praticamente todos os barramentos da rede de Barrosas. O pico de incerteza ocorre no barramento 55 com valor médio aproximadamente $\pm 1.3\%$. Portanto, conclui-se que é necessária a recolha de mais medidas em tempo-real, para que o EE possua a performance desejada para a rede de Barrosas. Na Secção 5.4 são apresentados diversos estudos realizados para avaliar a performance do EE na rede de Barrosas, perante diferentes condições de execução do algoritmo de EE.

5.4 - Simulações e Resultados

Os resultados obtidos pelo EE são fortemente influenciados pelos valores de diversas variáveis [7, 16]. As variáveis mais importantes são:

- Número de medidas de tensão;
- Localização das medidas de tensão;
- A incerteza das medidas de tensão;
- A incerteza das estimativas de carga;
- Medidas do fluxo de potência activa nas linhas.

Nesta Secção são apresentados estudos que permitem avaliar o efeito das diferentes variáveis na performance do EE, implementado na rede de Barrosas. Em todos os estudos não se considera a alteração da configuração da rede de Barrosas, ou seja, admite-se que esta rede apenas possui a configuração da Figura 5.1. Assim, a performance do EE foi avaliada em diferentes cenários, cuja análise e resultados se apresentam nos Pontos 5.4.1 até 5.4.5.

5.4.1 - Influência do número de medidas de tensão no desempenho do Estimador de Estados

Na Figura 5.4 verifica-se que para o cenário de cargas mais desfavorável, fixando-se:

- Incerteza das medidas de tensão em $\pm 1\%$
- Incerteza das pseudo-medidas em $\pm 50\%$
- Incerteza das medidas de fluxo de potência em $\pm 4\%$
- Variância das medidas virtuais $\sigma^2 = 1 \times 10^{-11}$

então, o valor médio da incerteza na estimativa da tensão, resultante de 500 execuções do algoritmo de estimação de estados, ultrapassa o limite de $\pm 1\%$ estabelecido. Assim, o método de localização estratégica de medidas, apresentado na Secção 5.2 é utilizado para seleccionar a localização de novas medidas de tensão, a recolher em tempo-real da rede. No entanto, a implementação do EE numa rede real obriga à consideração de outras restrições, nomeadamente na localização de novas medidas de tensão. Isto porque, de acordo com o operador da rede de distribuição, a leitura em tempo-real do módulo da tensão não pode ser realizada em Postos de Seccionamento (PS) nem em Postos de Transformação (PT's) aéreos. Perante estas restrições, a instalação de novos equipamentos de medida na rede de Barrosas, limita-se aos barramentos referidos na Tabela 5.2:

Tabela 5.2 - Barramentos permissíveis para a leitura em tempo-real do módulo da tensão

Barramento	Designação	Tipo Construtivo
6	PTC 6	Cabine Alta
8	PTC 8	Cabine Alta
10	PTC 10	Cabine Alta
11	PTD 11	Cabine Alta
14	PTD 14	Cabine Baixa
16	PTD 16	Cabine Alta
19	PTC 19	Cabine Alta
21	PTC 21	Cabine Alta
23	PTC 23	Cabine Alta
24	PTC 24	Cabine Alta
26	PTD 26	Cabine Alta
31	PTD 31	Cabine Baixa
37	PTD 37	Cabine Baixa

38	PTC 38	Cabine Baixa
39	PTD 39	Cabine Alta
40	PTD 40	Cabine Baixa
43	PTD 43	Cabine Alta
47	PTD 47	Cabine Alta
52	PTD 52	Cabine Baixa
53	PTC 53	Cabine Alta
55	PTC 55	Cabine Alta
57	PTD 57	Cabine Alta

Referindo-se à Figura 5.4, o valor máximo da incerteza na estimativa da tensão ocorre no barramento 55, onde de acordo com a Tabela 5.2, na prática é possível a recolha do valor do módulo da tensão em tempo-real.

A Figura 5.5 mostra a incerteza média das 500 execuções do algoritmo estimação de estados com 1 medida de tensão localizada no barramento 1 e com 2 medidas de tensão localizadas nos barramentos 1 e 55.

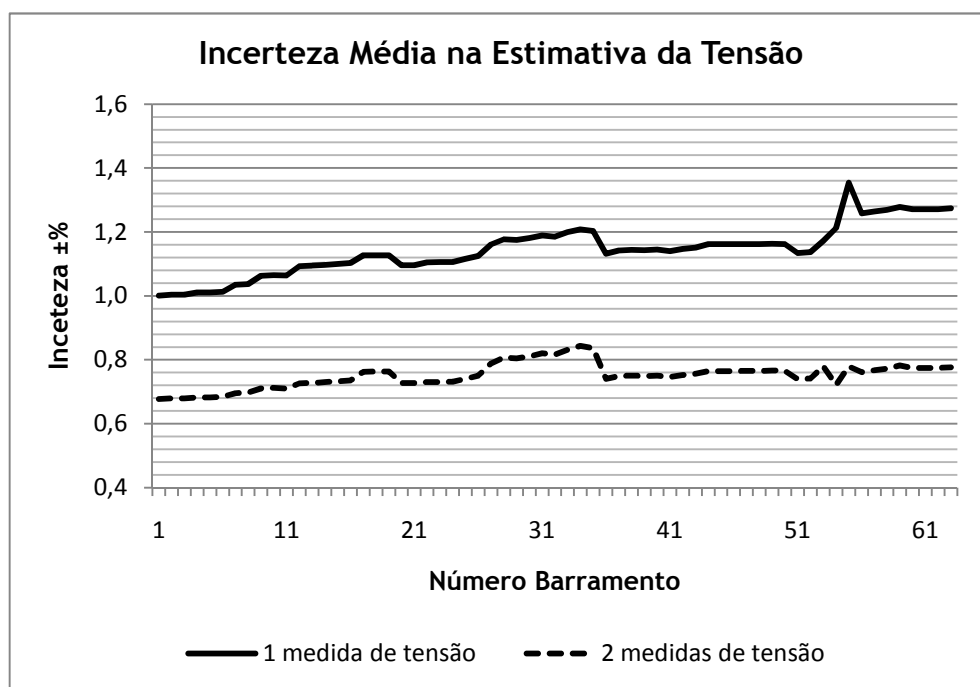


Figura 5.5 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação utilizando 1 e 2 medidas de tensão

A Figura 5.5 mostra que há uma melhoria da precisão dos resultados do EE com 2 medidas de tensão recolhidas em tempo-real. Com duas medidas, a incerteza na estimativa da tensão é inferior ao limite considerado de $\pm 1\%$ em todos os barramentos da rede. Portanto, nestas

condições duas medidas de tensão são suficientes para garantir o nível de precisão desejado nos resultados do EE.

No caso de existir possibilidade de adicionar outra medida de tensão, o local escolhido seria o barramento 31, uma vez que, dos barramentos possíveis para a instalação de equipamentos de medida, é aquele que regista o maior valor de incerteza na estimativa da tensão.

5.4.2 - Influência da localização das medidas de tensão no desempenho do Estimador de Estados

As medidas de tensão devem ser localizadas em pontos estratégicos de forma a otimizar os resultados do EE [7]. Assim, a influência da localização das medidas de tensão é estudada de seguida.

À primeira vista, os barramentos de maior incerteza são os localizados nas extremidades da rede, logo os locais mais adequados para a leitura de medidas de tensão em tempo-real seriam os barramentos mais afastados da subestação. A Figura 5.6 mostra o desempenho do EE quando se considera as medidas de tensão nos barramentos já determinados (Barramentos 1 e 55), e quando se considera medidas de tensão nas extremidades da rede (Barramento 63 e 34). Em todos os casos, considerou-se a incerteza das medidas de tensão $\pm 1\%$ e a incertezas das pseudo-medidas $\pm 50\%$.

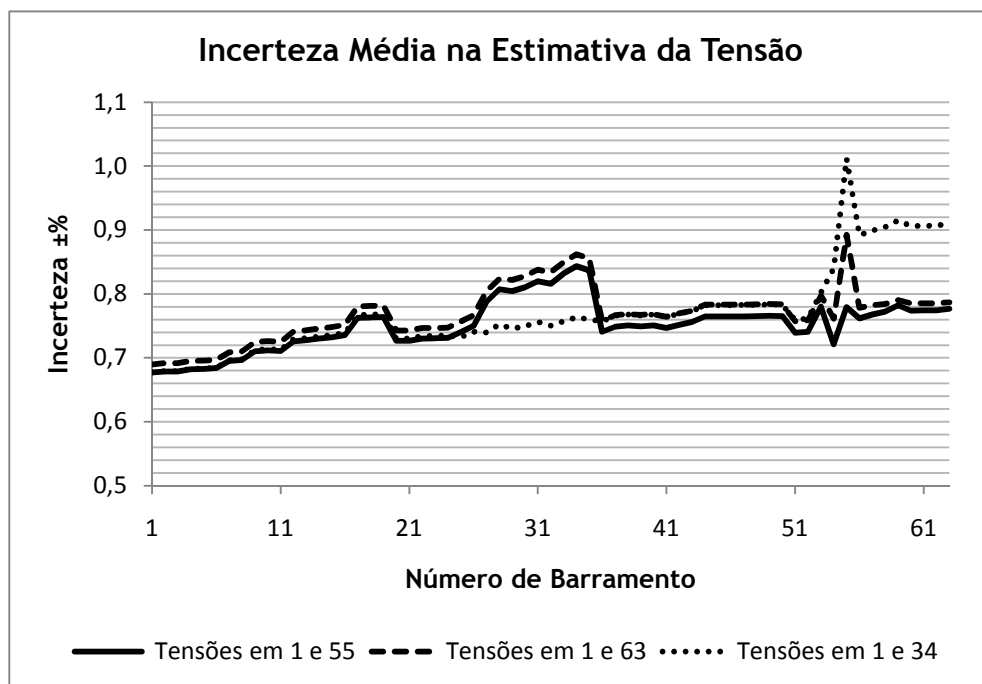


Figura 5.6 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com duas medidas de tensão em locais diferentes

Observa-se que a localização de medidas nas extremidades da rede (Barramentos 63 e 34) não elimina o pico de incerteza existente no barramento 55, onde o nível de imprecisão se mantém elevado.

Em contrapartida, o resultado com as duas medidas de tensão situadas nos barramentos 1 e 55 é mais regular e a incerteza menor na maioria dos barramentos.

5.4.3 - Influência da incerteza das medidas de tensão no desempenho do Estimador de Estados

A incerteza associada às medidas de tensão é introduzida pela respectiva cadeia de medição e sistema de teletransmissão (ver Capítulo 3 Secção 3.2). Neste trabalho não foram estudados os sistemas de medição da rede de Barrosas, por isso, nos Pontos 5.4.1 e 5.4.2 majorou-se a incerteza das medidas de tensão em $\pm 1\%$. Contudo, o efeito do valor da incerteza das medidas de tensão no desempenho do EE é estudado neste ponto. O caso base é considerado e os resultados são obtidos com diferentes valores de incerteza nas medidas de tensão. O caso base caracteriza-se por:

- Duas medidas de tensão nos barramentos 1 e 55
- Uma medida de fluxo potência activa na linha 12
- Incerteza das pseudo-medidas em $\pm 50\%$
- Incerteza das medidas de fluxo de potência em $\pm 4\%$
- Variância das medidas virtuais $\sigma^2 = 1 \times 10^{-11}$

E o EE foi executado considerando quatro níveis de incerteza nas medidas de tensão, respectivamente $\pm 0.5\%$, $\pm 1\%$, $\pm 1.5\%$ e $\pm 2\%$, os resultados são apresentados na Figura 5.7.

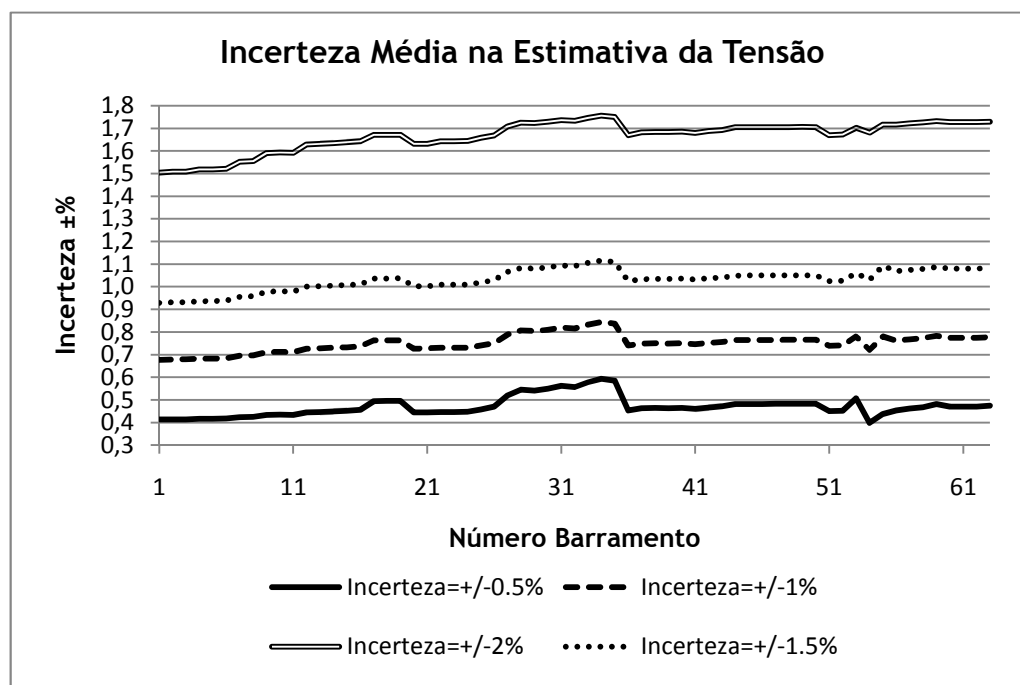


Figura 5.7 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com duas medidas de tensão de diferente incerteza.

A forma das quatro curvas é praticamente a mesma, mas o resultado melhora significativamente com o aumento da precisão do sistema de medição da tensão. Com duas medidas de tensão e um erro de medição de 1%, a incerteza obtida a partir do EE não viola o limite de $\pm 1\%$ estabelecido. No entanto, se o erro dos sistemas de medição não for majorado em $\pm 1\%$, então mais medidas de tensão são necessárias para que os resultados do EE sejam aceitáveis.

Considere-se que os sistemas de medição reais têm um erro de $\pm 1.5\%$. Então o método de localização estratégica de medidas, definido na Secção 5.2, foi utilizado para determinar a melhor localização das novas medidas de tensão. Nos estudos realizados, a restrição estabelecida pelo operador da rede de distribuição sobre a instalação de equipamento de medida apenas em PT's não aéreos foi considerada.

A Figura 5.8 apresenta a evolução dos resultados quando se aumenta o número de medidas de tensão com uma incerteza de $\pm 1.5\%$.

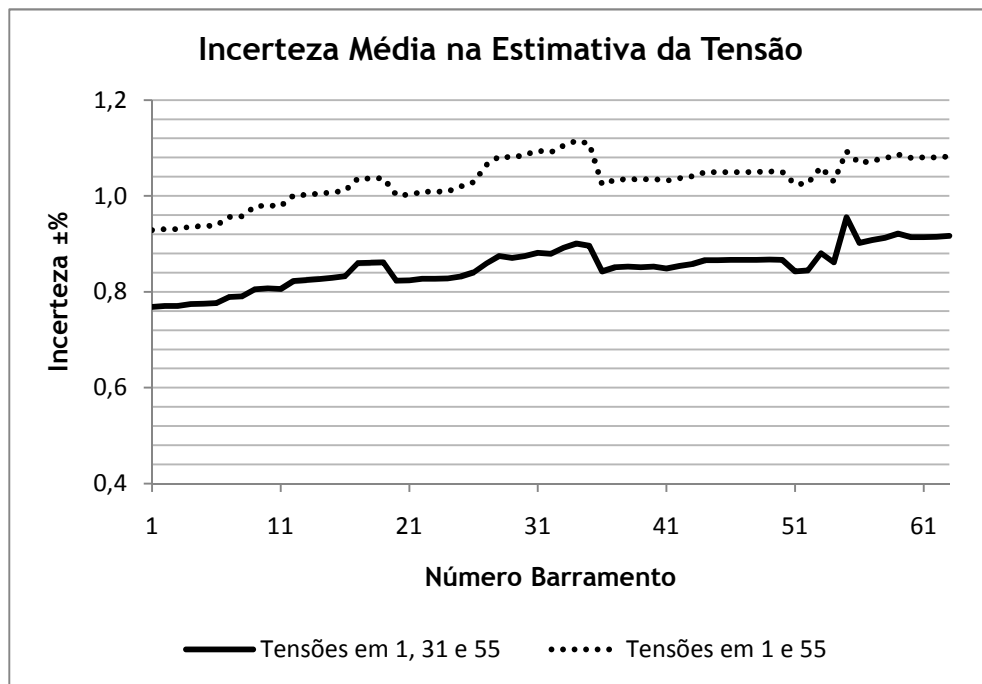


Figura 5.8 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com duas e três medidas de tensão de $\pm 1.5\%$ de incerteza

Observa-se que para um erro de medição de $\pm 1.5\%$, são necessárias três medidas de tensão, para se obter do EE uma incerteza na estimativa das tensões inferior a $\pm 1\%$, em todos os barramentos da rede de Barrocas.

Do mesmo modo, a Figura 5.9 apresenta a evolução dos resultados quando se aumenta o número de medidas de tensão com uma incerteza de $\pm 2\%$.

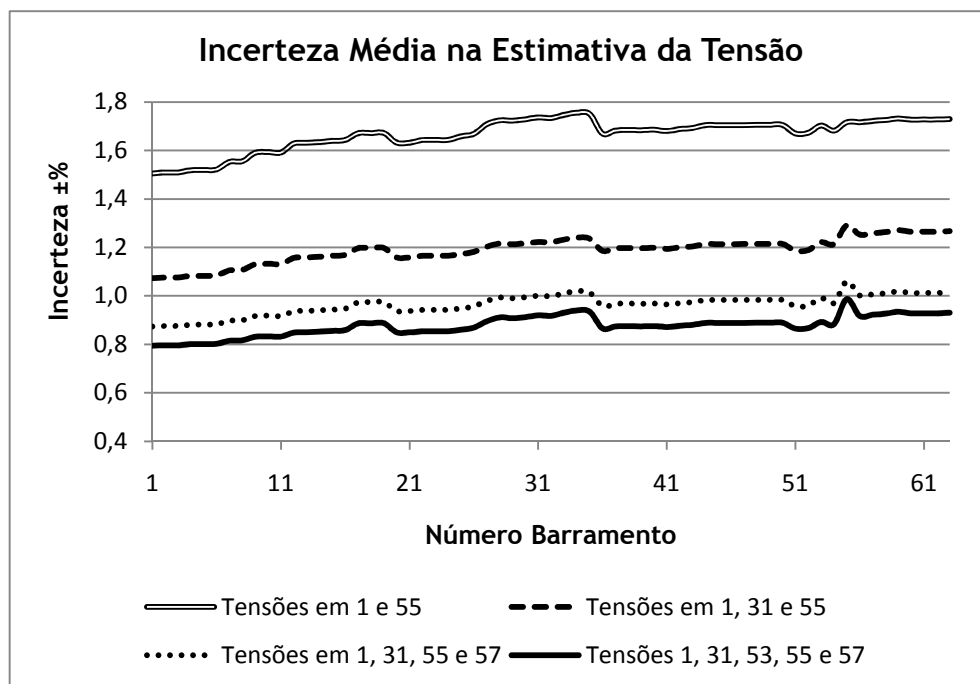


Figura 5.9 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com diferente número de medidas de tensão de $\pm 2\%$ de incerteza

Para uma incerteza nas medidas de tensão de $\pm 2\%$ são necessárias 5 medidas de tensão, localizadas respectivamente nos barramentos 1, 31, 53, 55 e 57, para que a incerteza da estimativa de tensão seja inferior a $\pm 1\%$, em todos os barramentos da rede de Barrosas. Os resultados obtidos sugerem que a precisão das medidas de tensão tem uma forte influência na performance do EE.

5.4.4 - Influência da incerteza das pseudo-medidas no desempenho do Estimador de Estados

Nos estudos realizados anteriormente considerou-se uma incerteza associada às pseudo-medidas de $\pm 50\%$ em todos os Postos de Transformação (PT's) da rede de Barrosas. Neste ponto, a influência da incerteza das pseudo-medidas no desempenho do EE é estudada.

O algoritmo de estimação de estados foi simulado para o cenário de carga estimado que regista o máximo consumo. A incerteza das pseudo-medidas em todos os PT's foi considerada a mesma. No entanto, dependendo da qualidade da estimativa de cargas efectuada, o valor da incerteza poderá ser diferente. Por exemplo, a estimativa de carga diária de clientes industriais poderá ser mais precisa do que a estimativa de carga diária de clientes residenciais ou comerciais, com base no facto dos consumos serem à partida mais estáveis, bem como, nos dados históricos serem mais detalhados. Contudo, neste Ponto admite-se que a incerteza das pseudo-medida é igual em todos os PT's da rede de Barrosas.

Para avaliar a influência do valor da incerteza das pseudo-medidas nos resultados do EE considera-se o caso base:

- Duas medidas de tensão nos barramentos 1 e 55
- Uma medida de fluxo potência activa na linha 12
- Incerteza das medidas de fluxo de potência em $\pm 4\%$
- Variância das medidas virtuais $\sigma^2 = 1 \times 10^{-11}$

O caso base foi considerado e os resultados foram obtidos variando a incerteza das pseudo-medidas entre $\pm 10\%$ e $\pm 70\%$ (em passos de 10 em 10), para diferentes níveis de incerteza nas medidas de tensão. Os casos analisados foram os da Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Casos Estudados

Incerteza Pseudo-medidas \ Incerteza Medidas Tensão	Incerteza Pseudo-medidas						
	$\pm 10\%$	$\pm 20\%$	$\pm 30\%$	$\pm 40\%$	$\pm 50\%$	$\pm 60\%$	$\pm 70\%$
$\pm 0.5\%$	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
$\pm 1\%$	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11	Caso 12	Caso 13	Caso 14
$\pm 1.5\%$	Caso 15	-	-	-	-	-	-
Combinação Estudada							

A Figura 5.10 mostra o resultado em termos de incerteza na estimativa da tensão para o caso 1 até caso 7, com um nível de $\pm 0.5\%$ de incerteza nas medidas de tensão, considerando respectivamente uma incerteza entre $\pm 10\%$ e $\pm 70\%$ nas estimativas de carga.

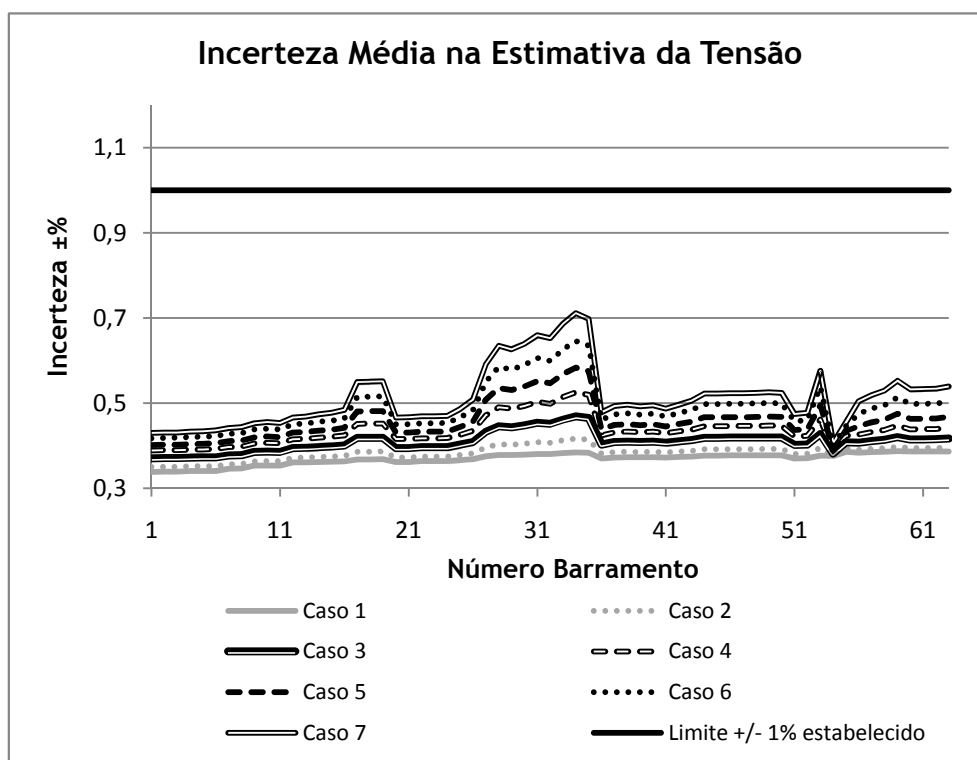


Figura 5.10 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com medidas de tensão de $\pm 0.5\%$ de incerteza e diferentes valores de incerteza das pseudo-medidas

Observa-se que com uma incerteza de $\pm 0.5\%$ nas medidas de tensão, a incerteza resultante do EE é sempre inferior a $\pm 1\%$, em todos os barramentos da rede de Barrosas, mesmo para uma incerteza de $\pm 70\%$ nas pseudo-medidas. Isto significa que, garantindo-se uma incerteza de $\pm 0.5\%$ nas medidas de tensão, então com duas medidas tensão, localizadas nos barramentos 1 e 55, consegue-se um desempenho satisfatório do EE.

A Figura 5.11 mostra os resultados para o caso 8 até 14, ou seja, para uma incerteza de $\pm 1\%$ nas medidas de tensão e as respectivas variações da incerteza nas pseudo-medidas.

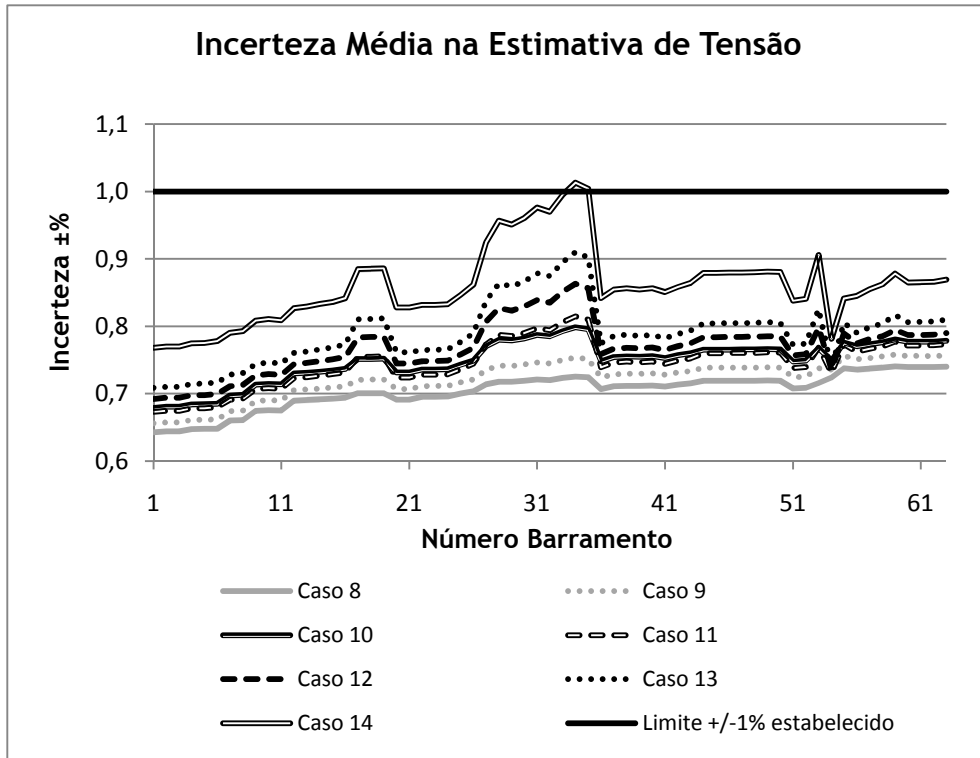


Figura 5.11 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com medidas de tensão de $\pm 1\%$ de incerteza e diferentes valores de incerteza das pseudo-medidas

Verifica-se que, com uma incerteza de $\pm 1\%$ nas duas medidas de tensão, o valor máximo de incerteza resultante do EE, é pontualmente superior a $\pm 1\%$, apenas com uma incerteza de $\pm 70\%$ nas pseudo-medidas. Para os valores de incerteza nas pseudo-medidas abaixo de $\pm 70\%$, o EE garante uma estimativa da tensão, em todos os barramentos da rede de Barrosas, com níveis de incerteza perfeitamente aceitáveis. Com $\pm 70\%$ de incerteza nas pseudo-medidas seria necessário adicionar mais medidas de tensão em tempo-real, pois as duas medidas de tensão localizadas nos barramentos 1 e 55 não são suficientes para garantir um desempenho aceitável do EE, em todos os barramentos da rede de Barrosas.

A Figura 5.12 mostra os resultados para o caso 15, ou seja, para uma incerteza de $\pm 1.5\%$ nas medidas de tensão e uma incerteza de $\pm 10\%$ nas pseudo-medidas.

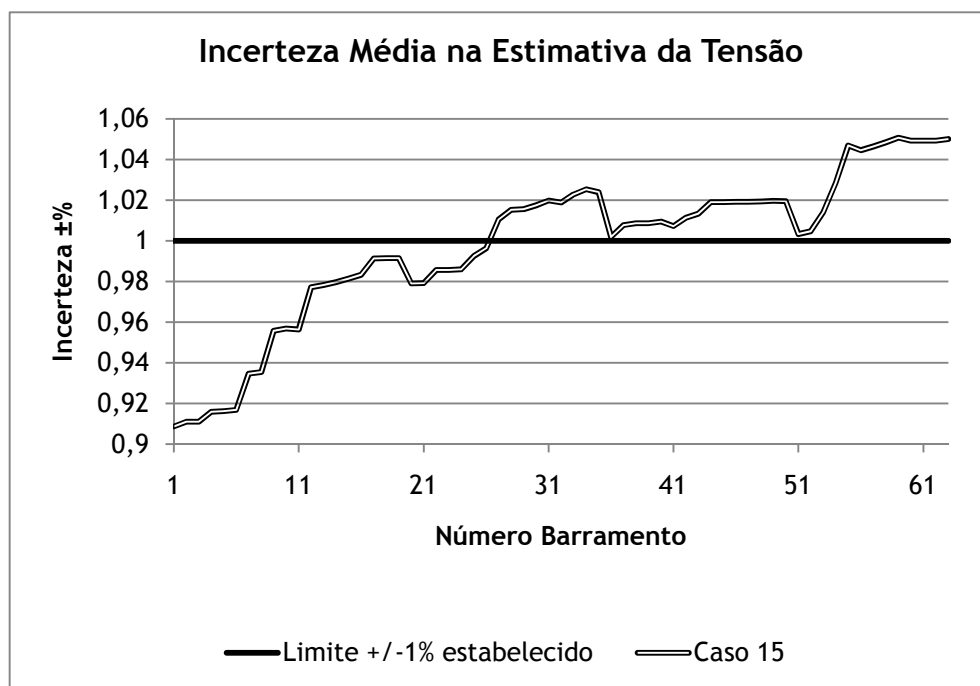


Figura 5.12 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com medidas de tensão de $\pm 1.5\%$ de incerteza e diferentes valores de incerteza das pseudo-medidas

Os resultados mostram que, com uma incerteza bastante otimista de $\pm 10\%$ nas pseudo-medidas, duas medidas de tensão não são suficientes para garantir uma incerteza nos resultados do EE inferior a 1%. Pode-se concluir que, o mesmo acontece para valores de incerteza nas pseudo-medidas superiores $\pm 10\%$, pois quanto maior a incerteza das medidas piores serão os resultados do EE. Portanto, se os sistemas de medição de tensão da rede de Barrosas têm um erro igual ou superior a $\pm 1.5\%$, então, é necessário recolher mais medidas de tensão ao longo da rede.

5.4.5 - Influência das medidas de trânsito de potência no desempenho do Estimador de Estados

Na Figura 5.13 apresenta-se a comparação dos resultados obtidos quando a medida de fluxo de potência na linha 12, por motivos de falha nos equipamentos de comunicação ou de medida, não é obtida em tempo-real. O caso base definido no Ponto 5.4.3 foi assumido para estudar a influência da perda da medida de fluxo de potência.

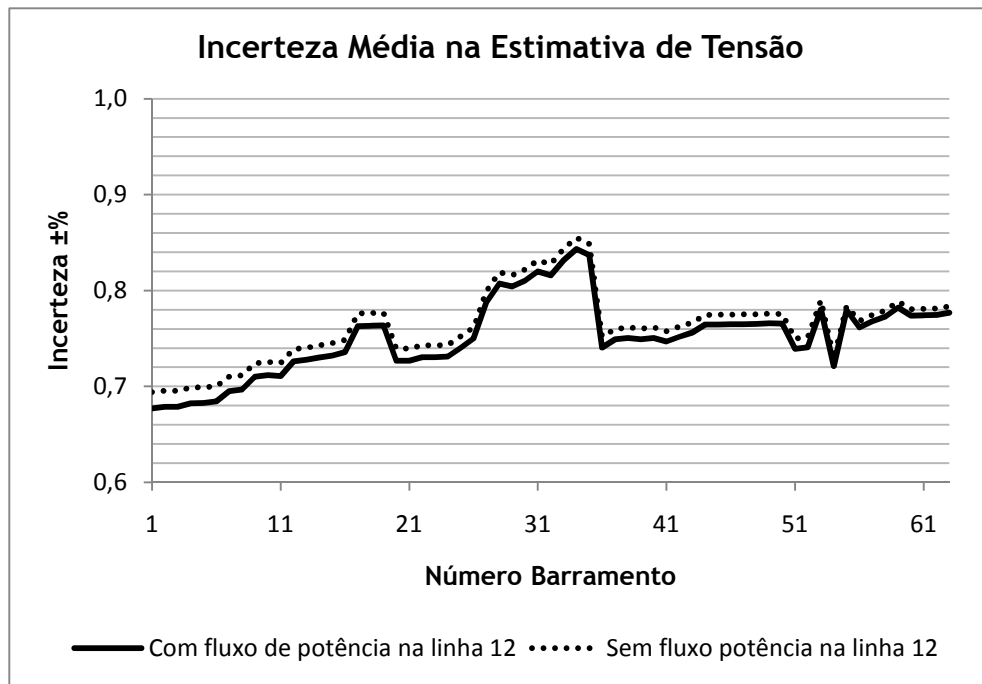


Figura 5.13 - Incerteza na estimativa da tensão. Estimação com e sem a medida de fluxo de potência na linha 12 da rede de Barrosas

A Figura 5.13 mostra que a estimação de estados, sem a medida de fluxo de potência na linha 12 da rede de Barrosas, garante resultados com uma incerteza inferior 1% em todos os barramentos da rede. Portanto, uma falha nos equipamentos de comunicação ou de medida de fluxo de potência não condiciona o desempenho do EE.

As curvas mostram que a estimativa de estados com a medida de fluxo de potência proporciona uma melhoria na precisão da estimativa da tensão nos barramentos próximos da linha 12. Neste caso, a melhoria é local, a incerteza noutras regiões permanece praticamente igual.

5.5 - Performance do Estimador de Estados na Rede de Barrosas

Na Secção 5.4 o Estimador de Estados (EE) foi testado na rede de Barrosas, tendo em conta diferentes valores de incerteza nas medidas de tensão e estimativas de carga. Os resultados sugerem que nem sempre o EE consegue estimar as tensões em todos os barramentos da rede com uma incerteza inferior a $\pm 1\%$, o que leva à necessidade de aumentar o número de medidas em tempo-real. Uma síntese da performance do EE, em diversas simulações com diferente número de medidas de tensão recolhidas em tempo-real da rede de Barrosas, é apresentada nas Tabelas 5.4 até 5.7.

A Tabela 5.4 indica a performance do EE em diferentes simulações com apenas a medida de tensão recolhida no barramento de 15kV da subestação de Barrosas (barramento 1).

Tabela 5.4 - Performance do Estimador de Estados com apenas a medida de tensão no barramento 15kV da subestação

	Incerteza das Medidas de Tensão			Incerteza das Estimativas de Carga
	$\pm 0.5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 1.5\%$	
Incerteza na Estimativa da Tensão é inferior a $\pm 1\%$?	Sim	Não	Não	$\pm 10\%$
	Sim	Não	Não	$\pm 20\%$
	Sim	Não	Não	$\pm 30\%$
	Sim	Não	Não	$\pm 40\%$
	Sim	Não	Não	$\pm 50\%$
	Sim	Não	Não	$\pm 60\%$
	Não	Não	Não	$\pm 70\%$

Com apenas uma medida de tensão, a incerteza associada à estimativa de tensão é inferior a $\pm 1\%$ nos casos em que a incerteza das medidas de tensão é igual a $\pm 0.5\%$ e a incerteza das pseudo-medidas menor que $\pm 60\%$.

A Tabela 5.5 indica a performance do EE em diferentes simulações com duas medidas de tensão recolhidas nos barramentos 1 e 55 da rede de Barrosas.

Tabela 5.5 - Performance do Estimador de Estados com duas medidas de tensão

	Incerteza das Medidas de Tensão			Incerteza das Estimativas de Carga
	$\pm 0.5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 1.5\%$	
Incerteza na Estimativa da Tensão é inferior a $\pm 1\%$?	Sim	Sim	Não	$\pm 10\%$
	Sim	Sim	Não	$\pm 20\%$
	Sim	Sim	Não	$\pm 30\%$
	Sim	Sim	Não	$\pm 40\%$
	Sim	Sim	Não	$\pm 50\%$
	Sim	Sim	Não	$\pm 60\%$
	Sim	Não	Não	$\pm 70\%$

A Tabela 5.5 mostra que com duas medidas de tensão, a incerteza associada à estimativa de tensão viola o limite estabelecido de $\pm 1\%$, se a incerteza das medidas de tensão for igual ou superior a $\pm 1.5\%$. Analogamente, se a incerteza das medidas de tensão for de $\pm 1\%$ e a incerteza das pseudo-medidas igual a $\pm 70\%$, então, os resultados obtidos do EE não são satisfatórios.

A Tabela 5.6 indica a performance do EE em diferentes simulações com três medidas de tensão recolhidas nos barramentos 1, 31 e 55 da rede de Barrosas.

Tabela 5.6 - Performance do Estimador de Estados com três medidas de tensão

	Incerteza das Medidas de Tensão			Incerteza das Estimativas de Carga
	$\pm 0.5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 1.5\%$	
Incerteza na Estimativa da Tensão é inferior a $\pm 1\%$?	Sim	Sim	Sim	$\pm 10\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 20\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 30\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 40\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 50\%$
	Sim	Sim	Não	$\pm 60\%$
	Sim	Sim	Não	$\pm 70\%$

Se a incerteza das medidas de tensão for igual a $\pm 1.5\%$ e a incerteza das pseudo-medidas maior que $\pm 50\%$, então são necessárias mais medidas em tempo-real para se obter do EE a performance desejada.

A Tabela 5.7 mostra a performance do EE em diferentes simulações com quatro medidas de tensão recolhidas nos barramentos 1, 31, 55 e 57 da rede de Barrosas.

Tabela 5.7 - Performance do Estimador de Estados com quatro medidas de tensão

	Incerteza das Medidas de Tensão			Incerteza das Estimativas de Carga
	$\pm 0.5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 1.5\%$	
Incerteza na Estimativa da Tensão é inferior a $\pm 1\%$?	Sim	Sim	Sim	$\pm 10\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 20\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 30\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 40\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 50\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 60\%$
	Sim	Sim	Sim	$\pm 70\%$

Com quatro medidas de tensão, a incerteza associada à estimativa de tensão é inferior a $\pm 1\%$ se e só se a incerteza das medidas de tensão for menor ou igual a $\pm 1.5\%$.

Todas as simulações realizadas foram executadas 500 vezes, sendo que, as medidas assumidas como reais foram aleatoriamente perturbadas dentro de $\pm 3\sigma$, em cada uma das vezes que se executou o EE, para simular o erro da medida. Em todas as simulações o algoritmo convergiu em menos de 40 iterações e em menos de 15 segundos.

5.6 - Sumário

Neste capítulo diversos estudos sobre a utilização do Estimador de Estados (EE) na rede de Barrosas foram apresentados e analisados. Diferentes simulações foram realizadas variando o número, a localização e a incerteza das medidas em tempo-real, bem como, a

incerteza das pseudo-medidas. A influência de cada um destes parâmetros, nos resultados do EE aplicado à rede de Barrosas, foi avaliada. Os resultados sugerem que para se obter estimativas de tensão mais precisas é necessário recolher novas medidas em tempo-real da rede.

Para a selecção das novas grandezas a medir e da sua localização foi proposto um algoritmo de localização estratégica de medidas, para melhorar a precisão dos resultados do EE. O algoritmo proposto determina a melhor localização de novas medidas de tensão, de tal forma que através do conhecimento destas medidas, a incerteza das estimativas de tensão seja limitada a $\pm 1\%$. Portanto, o algoritmo para a localização estratégica de medidas utiliza o próprio EE para avaliar a confiança nos resultados, e averiguar a necessidade da recolha de novas medidas de tensão em tempo-real.

Dos resultados obtidos verifica-se que a incerteza das medições de tensão tem uma forte influência na precisão das estimativas de tensão provenientes do algoritmo de estimação de estados. Já a incerteza associada às estimativas de carga não é um factor tão determinante nos resultados do EE. O sucesso do algoritmo de estimação de estados depende da disponibilidade de um conjunto de medidas em quantidade suficiente e bem localizadas na rede.

Uma estimativa da tensão, com uma incerteza inferior a $\pm 1\%$ em todos os barramentos da rede de Barrosas, sem necessidade de novas medidas de tensão, é possível se a precisão das medidas de tensão for de $\pm 0.5\%$ e a incerteza das estimativas de carga de menor ou igual a $\pm 60\%$. Caso contrário, é necessário investir em novos equipamentos de medida e infra-estruturas de comunicação para a leitura em tempo-real da tensão em novos locais da rede.

O sucesso da implementação do EE na rede de Barrosas é garantido, com apenas mais uma medida de tensão, localizada no barramento 55, para uma incerteza de $\pm 1\%$ nas medidas de tensão e uma incerteza até $\pm 60\%$ nas estimativas de carga. Contudo se a incerteza das pseudo-medidas aumentar para $\pm 70\%$, então são necessárias três medidas, localizadas nos barramentos 1, 31 e 55, para se obter uma estimativa da tensão com uma incerteza inferior a 1% em todos os barramentos da rede.

O impacto das medidas de fluxo de potência activa recolhidas em tempo-real foi também investigado. Se a medida de fluxo de potência activa na linha 12 da rede de Barrosas não estiver disponível devido a uma falha no sistema de medida ou comunicação, uma estimativa satisfatória da tensão é igualmente garantida.

Capítulo 6

Principais Conclusões e Possíveis Trabalhos Futuros

6.1 - Principais Conclusões do Trabalho

Neste trabalho apresentou-se detalhadamente um Estimador de Estados (EE) baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, para uma rede de distribuição equilibrada. Ou seja, assumiu-se que as cargas estão equitativamente distribuídas entre as fases, o que simplifica o algoritmo de estimação de estados e aumenta a sua eficiência.

A aplicação de técnicas de estimação de estados na rede de distribuição possibilita um efectivo controlo, actualmente exigido pela realidade destas redes. Os altos padrões de qualidade e segurança no fornecimento de serviço, estabelecidos pelo operador da rede de distribuição, em conjunto com a realidade actual da integração de produção dispersa, levam a que os operadores considerem novas técnicas de gestão e controlo da sua rede. Actualmente, o controlo da rede de distribuição tem sido realizado apenas com as medidas em tempo-real recolhidas na subestação AT/MT, impossibilitando um controlo efectivo destas redes. Portanto, a monitorização e o controlo em tempo-real são necessários para uma efectiva operação da rede e uma melhor qualidade de serviço fornecida aos clientes.

Com o EE é possível estimar o módulo da tensão em todos os barramentos e determinar uma incerteza associada a esta estimativa. Assim, com o conhecimento das tensões em todos os barramentos, o operador compreende o verdadeiro estado da rede, em cada momento que o algoritmo de estimação de estados é executado. Por isso, como o interesse da implementação do EE na rede de distribuição é possibilitar um controlo activo da rede, então o EE deverá ser implementado com funcionamento real.

Na rede de distribuição o número de medidas é limitado, sendo esta insuficiência de medidas compensada pela utilização de pseudo-medidas, na resolução do algoritmo de estimação de estados. As pseudo-medidas são estimativas do consumo de potência activa e reactiva nos Postos de Transformação (PT's) da rede. A consideração que pseudo-medidas podem ser utilizadas diminui o número de medidas em tempo-real necessárias para a

resolução do problema de estimação de estados. Assim, a aplicação do EE na rede de distribuição é baseada nas medidas da subestação, pseudo-medidas, medidas virtuais e algumas medidas em tempo-real localizadas em pontos críticos. O principal objectivo da localização de medidas em pontos estratégicos da rede é completar as pseudo-medidas com medidas em tempo-real, tal que a incerteza associada à estimativa da tensão seja satisfatória.

No entanto, a aplicação em tempo-real de um EE exige o conhecimento, em cada momento que o estimador é executado, do valor das pseudo-medidas. Por isso, o método de estimação de cargas não pode apenas estimar pontas diárias de consumo, mas deve estimar uma variação normal das cargas ao longo do dia. Por isso, neste trabalho, propõe-se um método para estimar as curvas de carga nos PT's, através do tratamento estatístico de curvas reais obtidas pelo operador da rede de distribuição.

O método de estimação de cargas foi utilizado para estimar as curvas de carga nos PT's de uma rede de distribuição real, denominada por rede de Barrosas. Vários estudos foram realizados, para avaliar a performance do EE na rede de Barrosas e o sucesso no caso de uma verdadeira implementação real. Com as simulações efectuadas o algoritmo de estimação de estados e o método proposto para a localização estratégica de medidas foram validados.

Dos resultados obtidos verifica-se que a incerteza das medições de tensão tem uma forte influência na precisão das estimativas de tensão determinadas pelo algoritmo de estimação de estados. Já a incerteza associada às estimativas de carga não é um factor tão determinante nos resultados do EE. Verifica-se também, que o sucesso do algoritmo de estimação de estados depende da disponibilidade de um conjunto de medidas em quantidade suficiente e bem distribuídas pela rede.

Para a rede de Barrosas, concluí-se que o EE possui a performance desejada, ou seja, estima as tensões em todos os barramentos com uma incerteza inferior a $\pm 1\%$, nas seguintes condições de funcionamento:

- Para uma incerteza nas medidas de tensão majorada em $\pm 0.5\%$, com apenas a medida em tempo-real da subestação (barramento 1), desde que a incerteza das pseudo-medidas seja no máximo de $\pm 60\%$.
- Para uma incerteza nas medidas de tensão majorada em $\pm 1\%$, com duas medidas em tempo-real, localizadas nos barramentos 1 e 55, desde que a incerteza das pseudo-medidas seja no máximo de $\pm 60\%$.
- Para uma incerteza nas medidas de tensão majorada em $\pm 1\%$, com três medidas em tempo-real, localizadas nos barramentos 1, 31 e 55, para uma incerteza das pseudo-medidas de $\pm 70\%$.
- Para uma incerteza nas medidas de tensão majorada em $\pm 1.5\%$, com três medidas de tensão, localizadas nos barramentos 1, 31 e 55, desde que a incerteza das pseudo-medidas seja no máximo de $\pm 50\%$.

- Para uma incerteza nas medidas de tensão majorada em $\pm 1.5\%$, com quatro medidas em tempo-real nos barramentos 1, 31, 55 e 57, para uma incerteza nas pseudo-medidas até $\pm 70\%$.

Para incertezas de tensão maiores são obrigatoriamente necessárias mais medidas em tempo-real. Contudo, considera-se que os valores estudados são suficientes para majorar o erro introduzido pelo sistema de medição nas medidas de tensão recolhidas em tempo-real. Verifica-se que a aumento da incerteza das medidas de tensão influência fortemente os resultados do EE.

A incerteza nas pseudo-medidas ou estimativas de cargas não é um factor tão determinante nos resultados do EE, como a incertezas das medidas em tempo-real. Mas uma boa estimação de cargas contribui para reduzir o número de medidas em tempo-real, necessárias para obter-se um EE com a performance desejada. Para compreender o tipo de estimação de cargas necessária na rede de Barrosas, o EE foi simulado para valores de incerteza nas pseudo-medidas entre $\pm 10\%$ e $\pm 70\%$. Este intervalo de incerteza foi seleccionado com a intenção de abranger uma estimativa de cargas bastante optimista, que é com uma incerteza de $\pm 10\%$, e uma estimativa de cargas praticamente sem utilidade, que é com uma incerteza de $\pm 70\%$.

A aplicação do EE na rede de Barrosas com sucesso exige um diferente número de medidas consoante a incerteza das medidas de tensão e das pseudo-medidas. Também se afirma que a implementação de um algoritmo de estimação de estados na rede de Barrosas constitui uma metodologia rápida e eficiente, para conhecer o estado da rede, pois em todas as simulações realizadas o EE convergiu em menos de 40 iterações e em menos de 15 segundos.

Finalmente, refere-se que a adaptação do método dos mínimos quadrado ponderados à rede de distribuição, utilizando estimativas de carga como pseudo-medidas e adicionando novas medidas de tensão em locais críticos da rede, torna possível estimar a tensão com uma incerteza reduzida, o que é comprovado com a aplicação na rede de Barrosas desenvolvida neste trabalho.

6.2 - Trabalhos Futuros

A implementação real de um Estimador de Estados (EE) na rede de distribuição requer outros estudos. Por isso, o trabalho desenvolvido nesta dissertação não está totalmente finalizado. Existem outras questões que podem ser estudadas tendo com referência esta dissertação, nomeadamente:

- Estudar mecanismos de interligação entre o EE, o processador de topologia e a recolha das medidas em tempo-real, para o correcto funcionamento do EE em tempo-real na rede de distribuição.
- As estimativas de carga, realizadas nesta dissertação para todos os Postos de Transformação (PT's) da rede, estimam o consumo a cada hora do dia em todos os PT's. Por isso, considera-se que o EE é executado apenas de hora em hora. A

76 Principais Conclusões e Possíveis Trabalhos Futuros

implicação desta consideração na operação da rede, nomeadamente a necessidade de reduzir o período de execução do EE, deve ser investigada.

- Reunir um conjunto de medidas suficientes do consumo de potência activa e reactiva em todos os clientes de Baixa Tensão (BT) da rede de Barrosas, e posteriormente estimar o perfil de cargas diário em todos os Postos de Transformação de Distribuição (PTD's), nas diferentes épocas do ano.
- Após uma verdadeira implementação do EE na rede de Barrosas, sugere-se testar o algoritmo em tempo-real num período longo, como por exemplo um ano, e verificar a validade dos resultados e a efectiva importância do EE na operação da rede de distribuição.
- Aplicar o Estimador de Estados numa rede de distribuição real com geração distribuída.

Referências

- [1] Wang S; “Distributed Generation and its effect on Distribution Network System”, Cired 20th International Conference, 2009, pp. 1-4.
- [2] Abur, Ali; Expósito, Antonio Gómez (2004) “Power system state estimation: theory and implementation”, CRC Press, New York, ISBN: 0-8247-5570-7.
- [3] Shafiu A.; Thornley V.; Jenkins N.; Strbac G.; Maloyd A.; “ Control of Active Networks”, CIREC 18th International Conference, 2005.
- [4] Ferreira, Isabel; “A estimação de estado de Sistemas Eléctricos de Energia”, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1995.
- [5] Lu, C. N.; Teng, J. H.; Liu W. H. E.; “Distribution system state estimation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No.1, February 1995, pp. 229-240.
- [6] Ghosh A. K.; Lubkeman D. L.; Jones R. H.; “Load modeling for distribution circuit state estimation”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No.2, April 1997.
- [7] Shafiu, A.; Jenkins N.; Strbac, G.; “Measurement location for state estimation of distribution networks with generation”, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, Vol.152, Issue 2, 2005, pp. 240 - 246.
- [8] Gouveia C.; Leite H.; Ferreira I.; “Voltage and Current Sensor for Estimation in Distribution Network with Generation” International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2010.
- [9] Schweppe, F.C.; Wildes, J.; “Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, Issue 1, 1970, pp. 120 - 125.

- [10] Schweppe, F.C.; Rom, D. B.; “Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, Issue 1, 1970, pp. 125 - 130.
- [11] Schweppe, F.C.; “Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, Issue 1, 1970, pp. 130 - 135.
- [12] Schweppe, F.C.; Heschpt, E.J.; “Static state estimation in electric power systems”, Proceedings IEEE, Vol. 62, No. 7, 1974.
- [13] K. Li, “State estimation for power distribution system and measurement impacts”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996.
- [14] Baran, M.E.; Kelley, A.W.; “A branch-current-based state estimation method for distribution systems”, Power Systems, IEEE Transactions on Volume 10, Issue 1, Feb. 1995, pp. 483 - 491.
- [15] Lin W.M.; Teng J.H.; “Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143, (1), pp. 43-48.
- [16] Singh, R.; Pal, B.C.; Jabr, R.A. Jabr; “Choice of estimator for distribution system state estimation”, IET Generation, Transmission & Distribution, 2009, Vol. 3, Iss. 7, pp. 666-678.
- [17] Ghosh A.K.; Lubkeman D.L.; Downey M.J.; Jones R.H.; “Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach”, IEEE Trans. Power Syst., 1997, 12, (1), pp. 45-51.
- [18] Pereira, J.; Saraiva, J. T.; Miranda, V.; “Na Integrated Load Allocation/State Estimation Approach for Distribution Networks”, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004, pp. 180-185.
- [19] Roytelman I.; Shahidehpour S. M.; “State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 4, October 1993.
- [20] Hird, C.M.; Leite, H.; Jenkins, N.; Li, H.; “Network Voltage Controller for Distributed Generation”, Generation, Transmission and Distribution IEE Proceedings, Vol. 151, No.2, 2004, pp. 150-156.
- [21] Baran, M. E.; Kelly, A. W.; “State estimation for real-time monitoring of distribution systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, August 1994, pp. 1601-1609.

- [22] Wang H.; Schulz N.N.; “A Load Modeling Algorithm for Distribution System State Estimation”, Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol.1, 2001, pp. 102-105.
- [23] Andersson A.; Jansson A.; Klevas J.; “Model for Load Simulations by Means of Load Pattern Curves”, In CIRED International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Brighton, UK, 1989.
- [24] Jardini J. A.; Tahan C. M. V.; Gouvêa M. R.; Ahn S. U.; Figueiredo F. M; “Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15 no. 1, 2000.
- [25] Wang T.; Mingtian F.; “ A novel Load Estimation Method in Distribution Network”, Power System Technology-International Conference, Vol. 1, 1998, pp. 567-571.
- [26] Kuo H.; Hsu Y.; “Distribution System Load Estimation and Service Restoration Using a Fuzzy Set Approach”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 4, 1993, pp. 1950-1957.
- [27] Fan J.; McDonald J.; “A Real-Time Implementation of Short-Term Load Forecasting for Distribution Power Systems”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994, pp. 988-994.
- [28] Ramesh L.; Choudhury S. P.; Chowdhury S.; Crossley P. A.; “Electrical Power System State Estimation Meter Placement—A Comparative Survey Report”, Electric Power Components and Systems, Vol.36, Issue 10, 2008, pp. 1115 - 1129.
- [29] Baran, M.E.; Zhu, J.X.; Kelly, A.W.; ““Meter placement for Real-Time Monitoring of Distribution Feeders”, IEEE Trans. on Power Systems, 1996, 11, (1), pp. 332-337.
- [30] José Sucena Paiva, “ Redes de energia eléctrica - Uma análise sistemática”, Lisboa, IST Press, 2005, ISBN: 972-8469-34-9F.
- [31] Guimarães, Rui Campos; “Estatística”, Lisboa, McGraw-Hill, 1998, ISBN: 972-8298-45-5.
- [32] CELIK M.K.; LIU W.H.E.; “An incremental measurement placement algorithm for state estimation”, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 10, No.3, 1995, pp. 1698-1703.
- [33] Handschin E.; Schweppe F.C.; Kohlas J.; Fiechter A.; “Bad data analysis for power system state estimation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No. 2, March/April 1975.
- [34] Campilho, A.; “Instrumentação electrónica: Métodos e técnicas de medição”, Porto, Edições FEUP, 2000. ISBN: 972-752-042-1.

- [35] “Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados” aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- [36] A. Francisquini; “Estimação de Curvas de Carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Março de 2006.
- [37] EDP Distribuição S.A, Website, www.edpdistribuicao.pt, visitado em 18/11/2010.
- [38] Vagner Moraes; Cláudio Vieira, “ Matlab 7 & 6 - Curso Completo”, Lisboa, FCA, 2006, ISBN: 972-722-354-0.

Anexo A

Curvas de Potência Activa estimadas para os Postos de Transformação de Distribuição da Rede de Barrosas

A Tabela A.1 apresenta a caracterização atribuída aos Postos de Transformação de Distribuição (PTD's) da rede de Barrosas, ou seja, PTD tipicamente residencial ou comercial, consoante a localização geográfica de cada PTD.

Tabela A.1 - Caracterização dos Postos de Transformação da Rede de Barrosas

Designação do PTD	Caracterização
D5	Residencial
D11	Residencial
D14	Comercial
D16	Residencial
D26	Residencial
D28	Residencial
D31	Residencial
D34	Residencial
D37	Comercial
D39	Residencial
D40	Comercial
D43	Residencial
D47	Residencial
D49	Residencial
D50	Residencial
D52	Residencial

D57	Residencial
D60	Residencial
D63	Residencial

As Figuras A.1 até A.19 mostram as curvas de potência activa consumida estimadas para os PTD's da rede de Barrosas, num dia útil, na época de Verão.

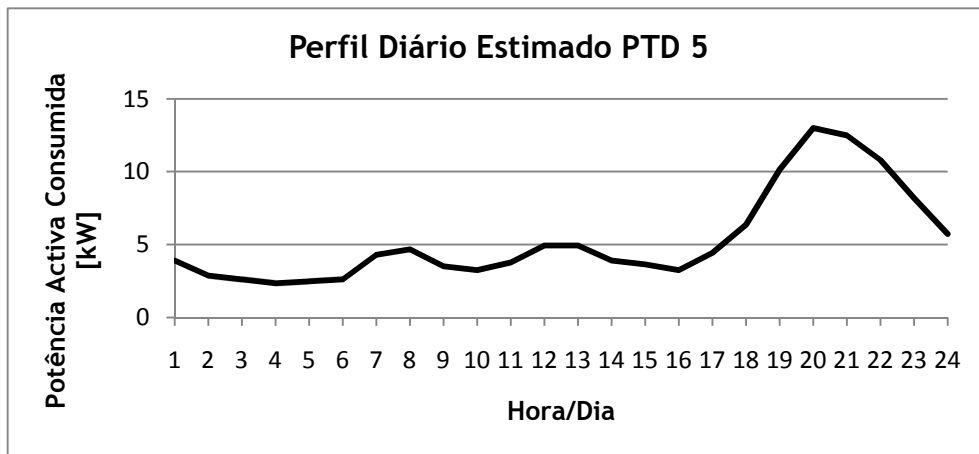


Figura A.1 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 5

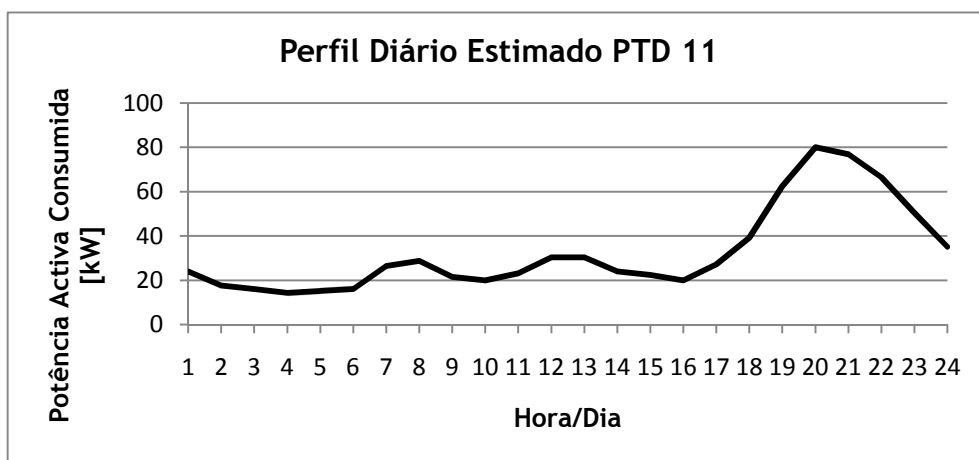


Figura A.2- Perfil diário de potência activa consumida no PTD 11

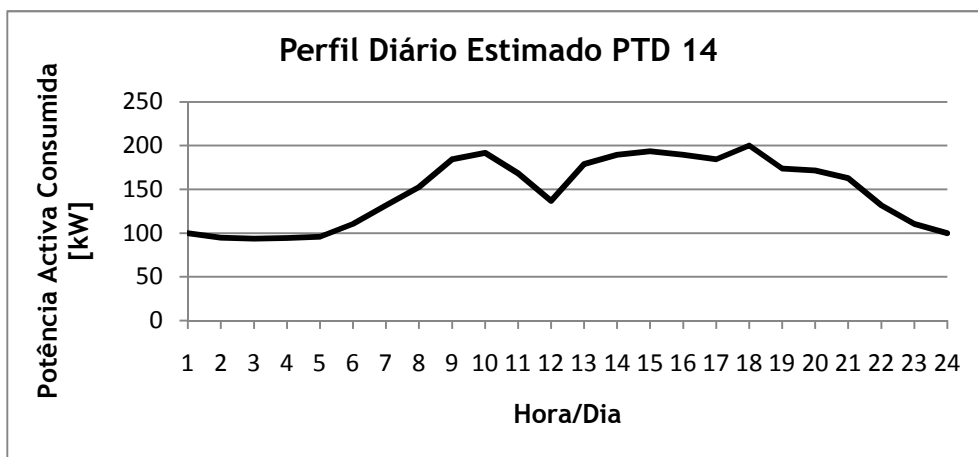


Figura A.3 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 14

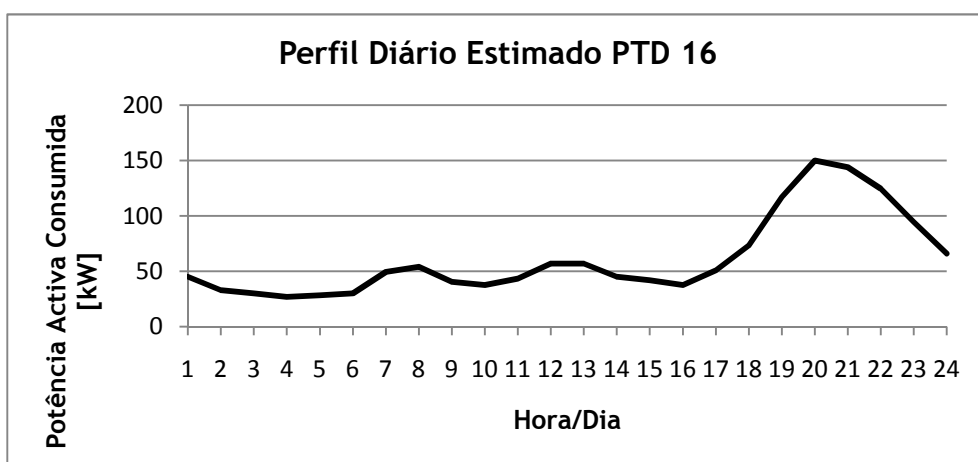


Figura A.4 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 16

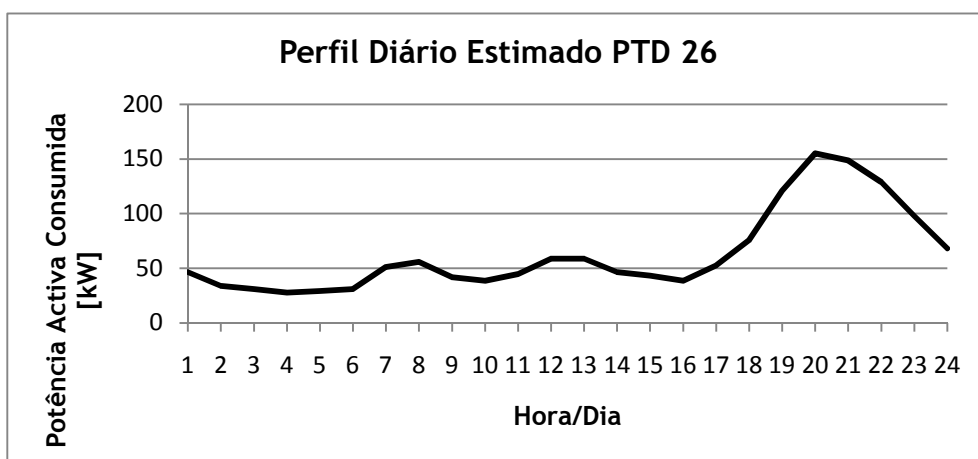


Figura A.5 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 26

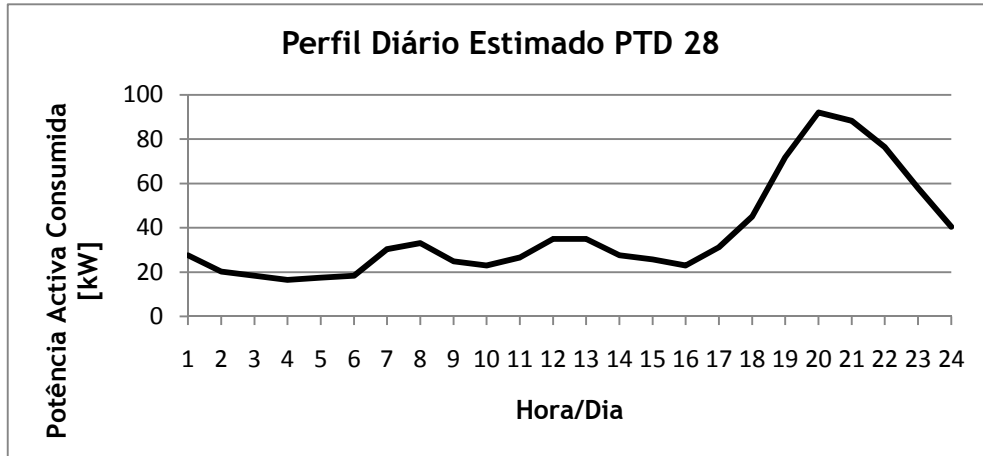


Figura A.6 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 28

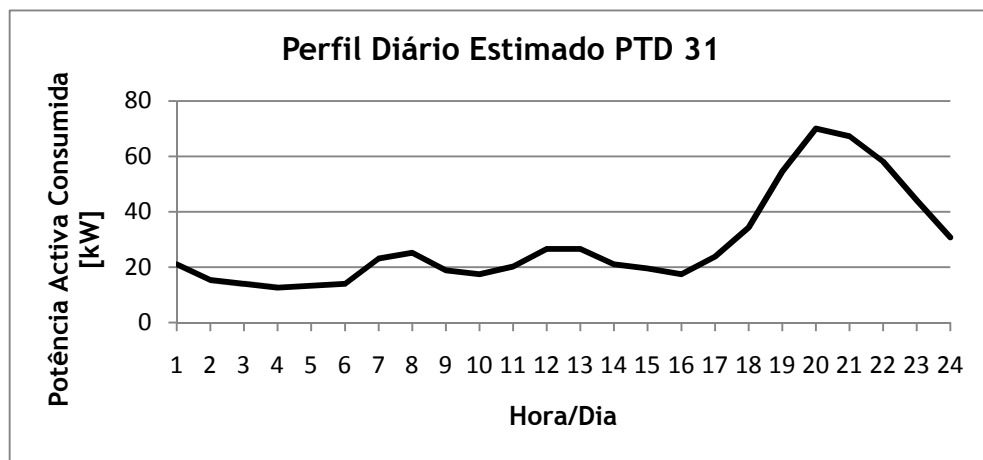


Figura A.7 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 31

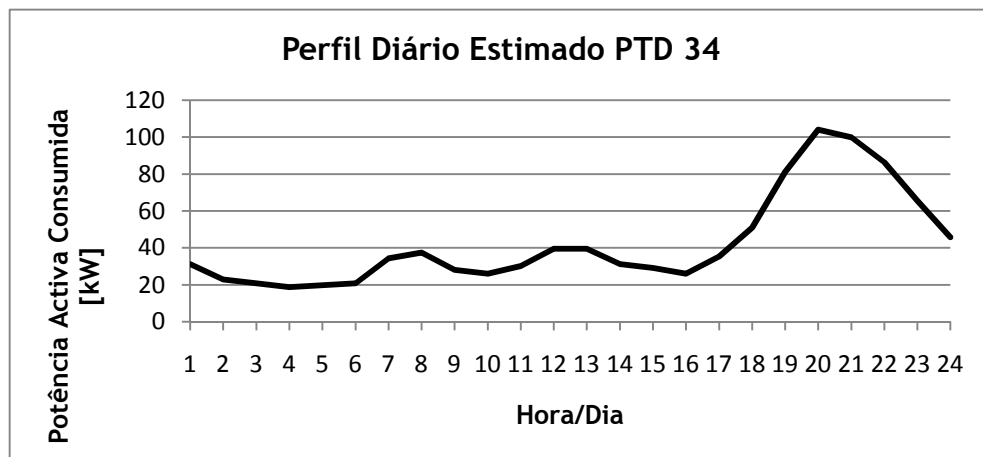


Figura A.8 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 34

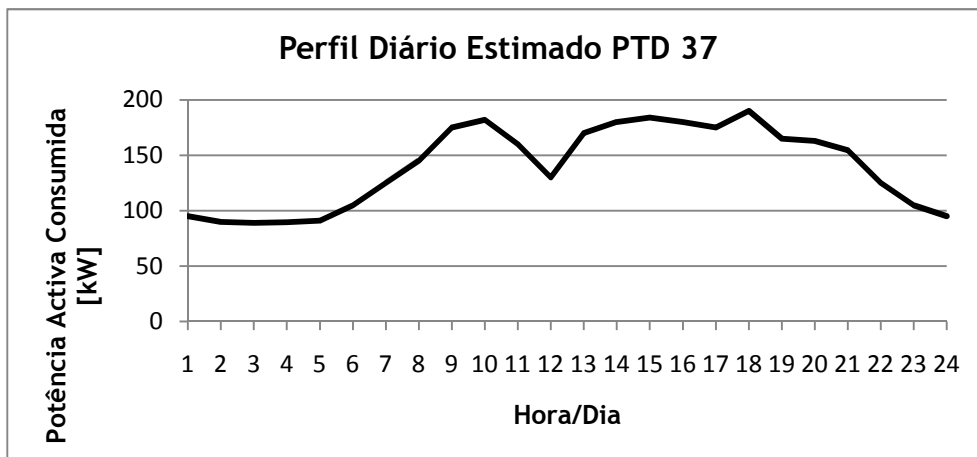


Figura A.9 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 37

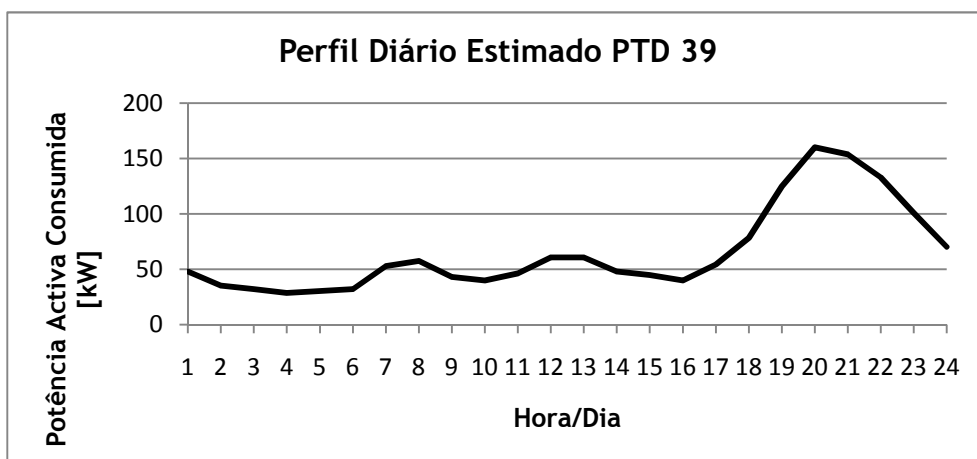


Figura A.10 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 39

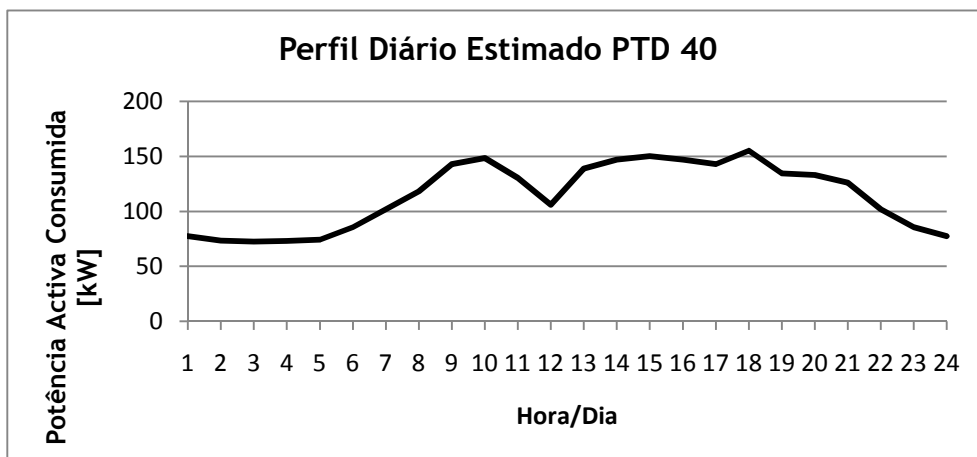


Figura A.11 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 40

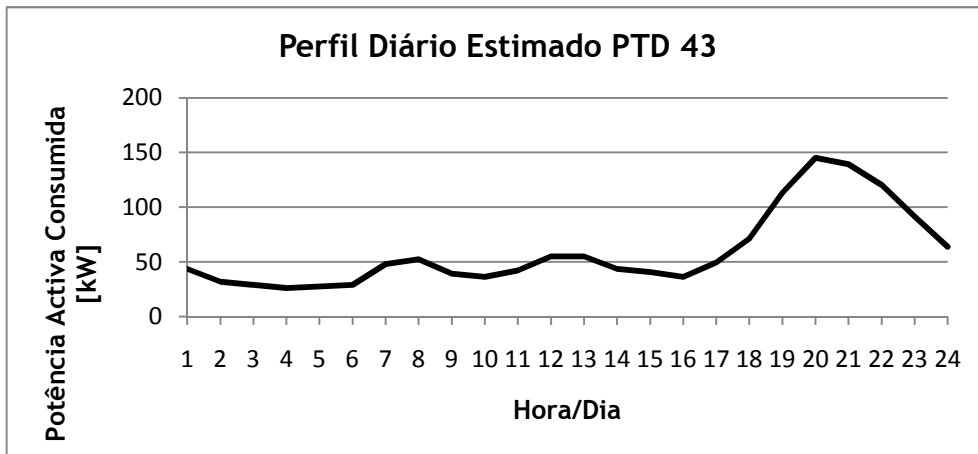


Figura A.12 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 43

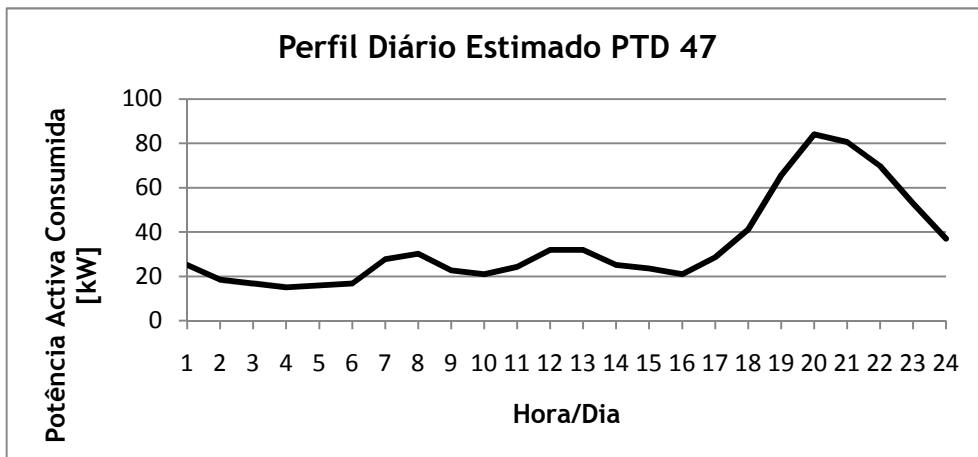


Figura A.13 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 47

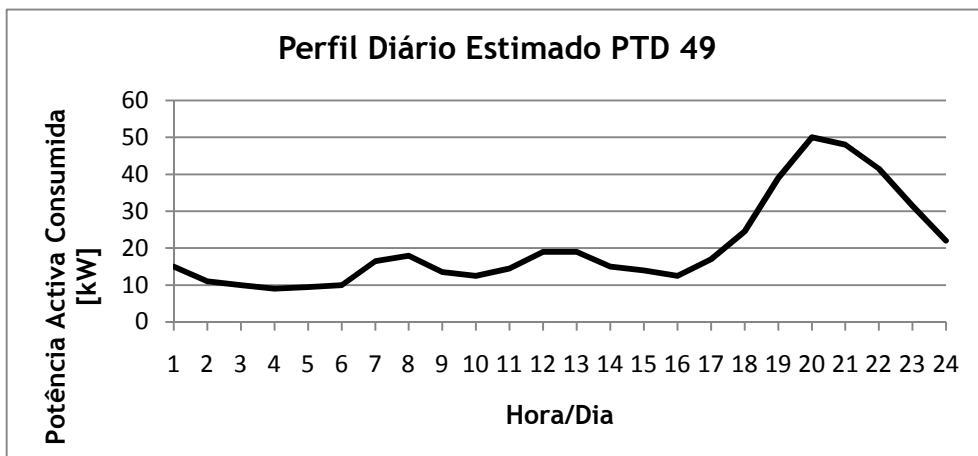


Figura A.14 - Perfil diário de potência ativa consumida no PTD 49

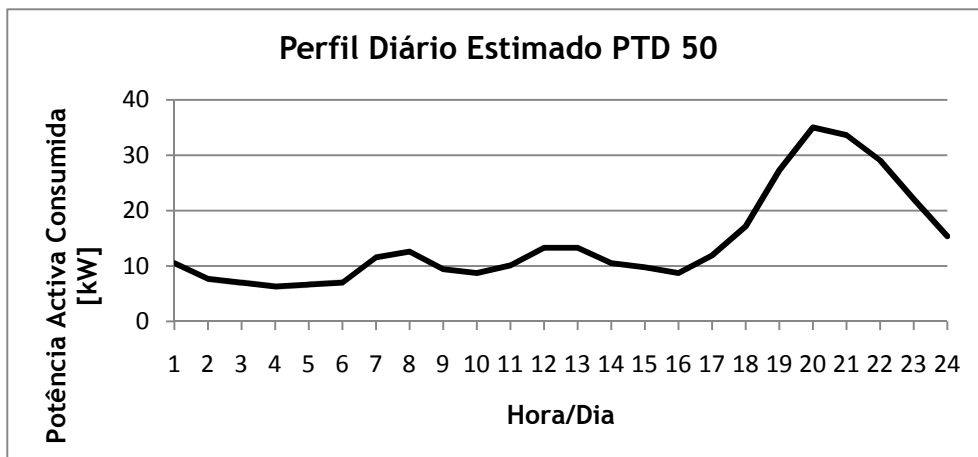


Figura A.15 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 50

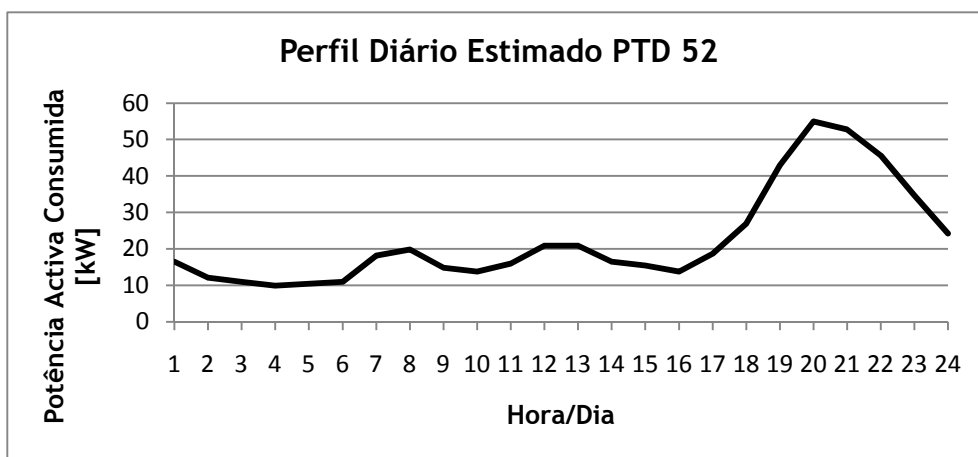


Figura A.16 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 52

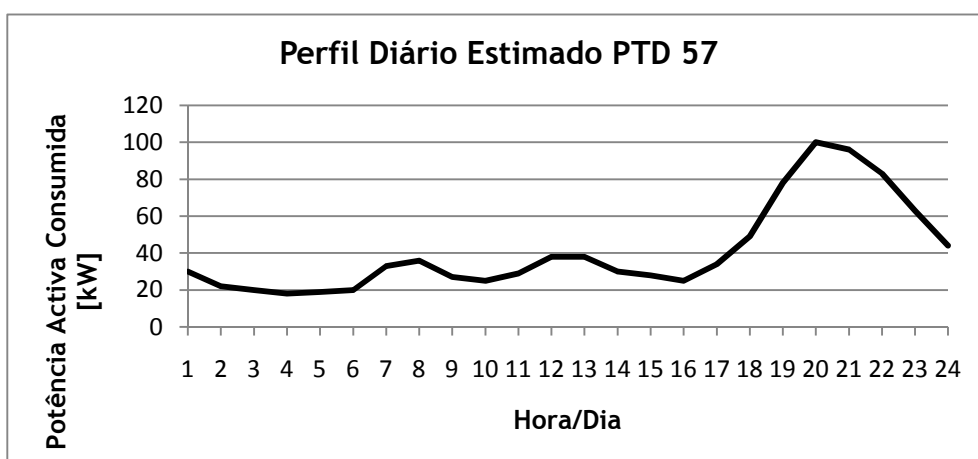


Figura A.17 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 57

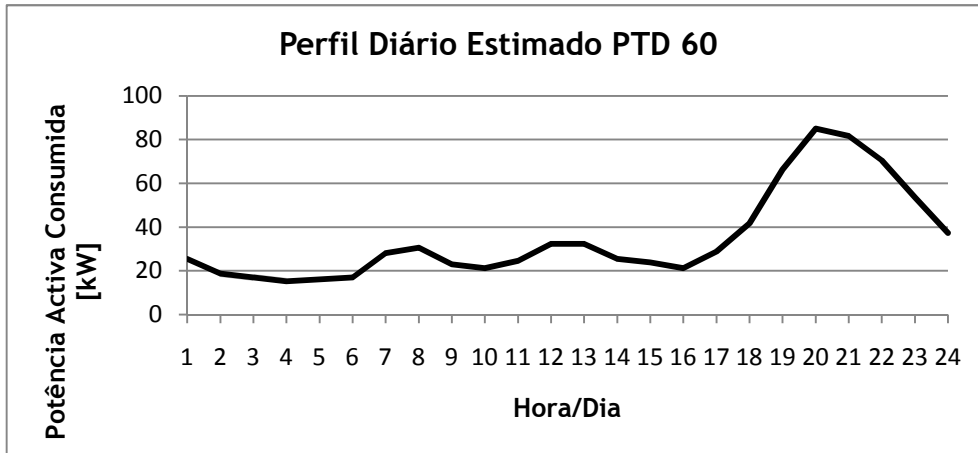


Figura A.18 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 60

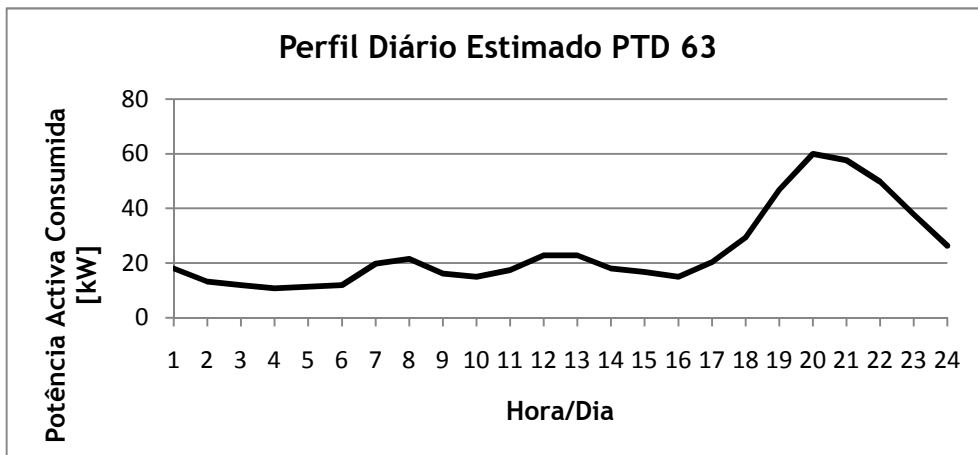


Figura A.19 - Perfil diário de potência activa consumida no PTD 63

Anexo B

Curvas de Potência Activa estimadas para os Postos de Transformação de Cliente da Rede de Barrosas

As Figuras B.1 até B.16 mostram as curvas de potência activa consumida nos Postos de Transformação de Cliente (PTC's) da rede de Barrosas, em dias úteis e de fim-de-semana.

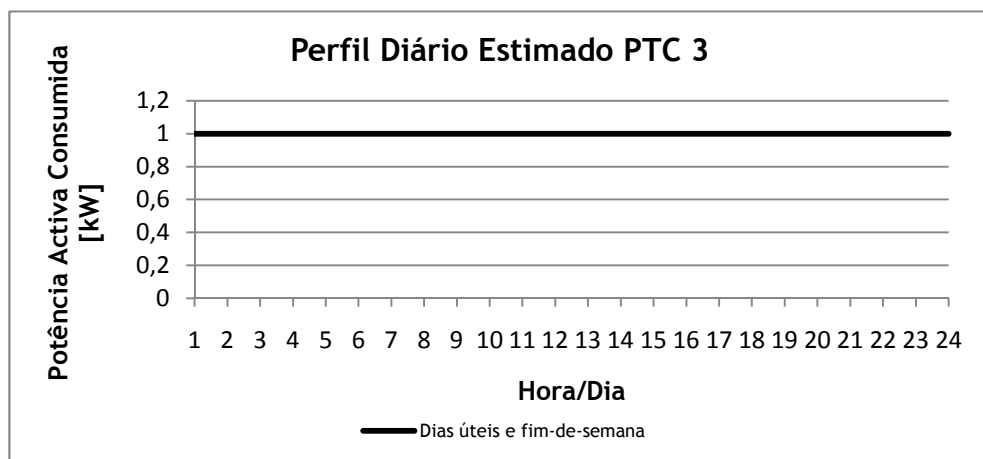


Figura B.1 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 3

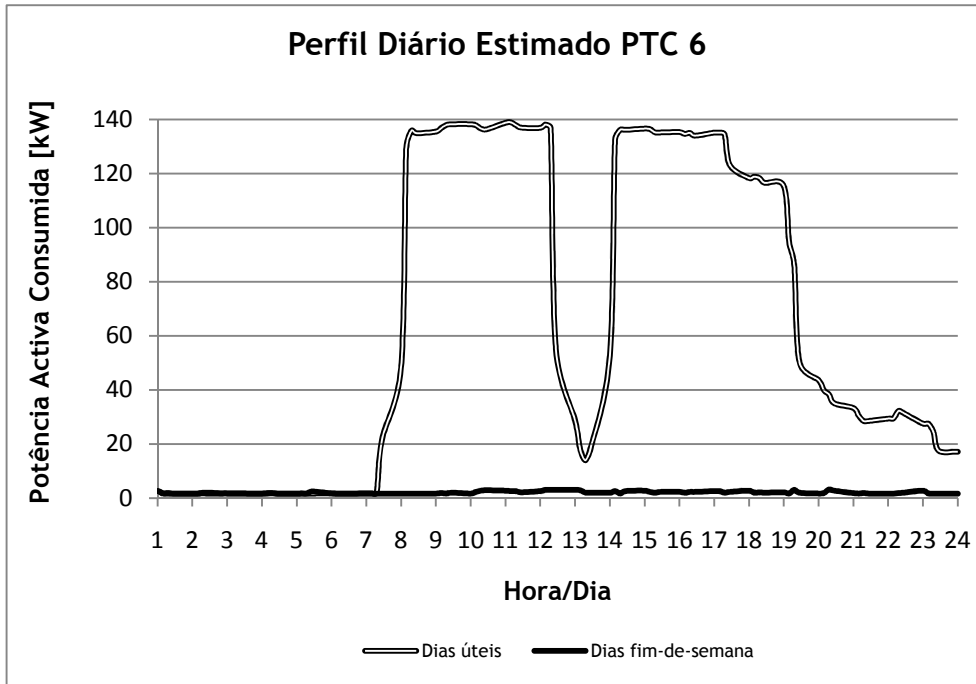


Figura B.2 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 6

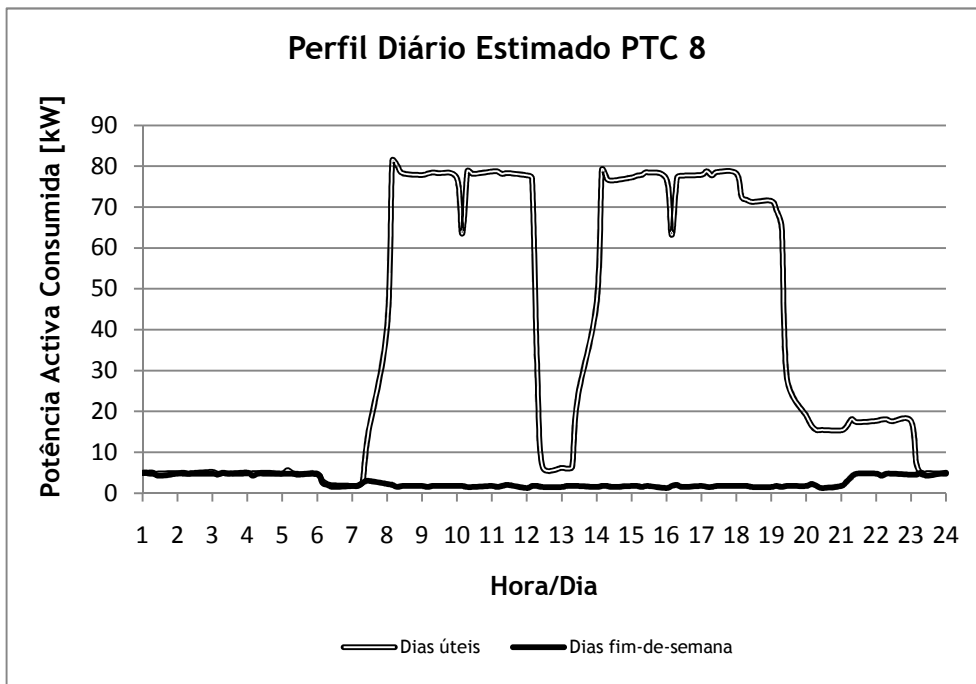


Figura B.3 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 8

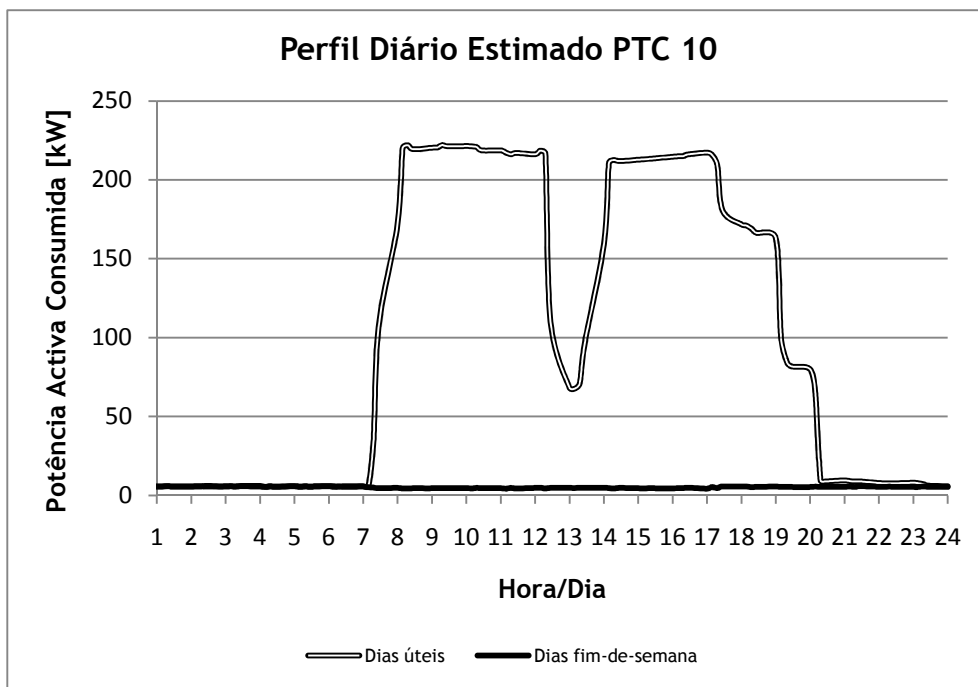


Figura B.4 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 10

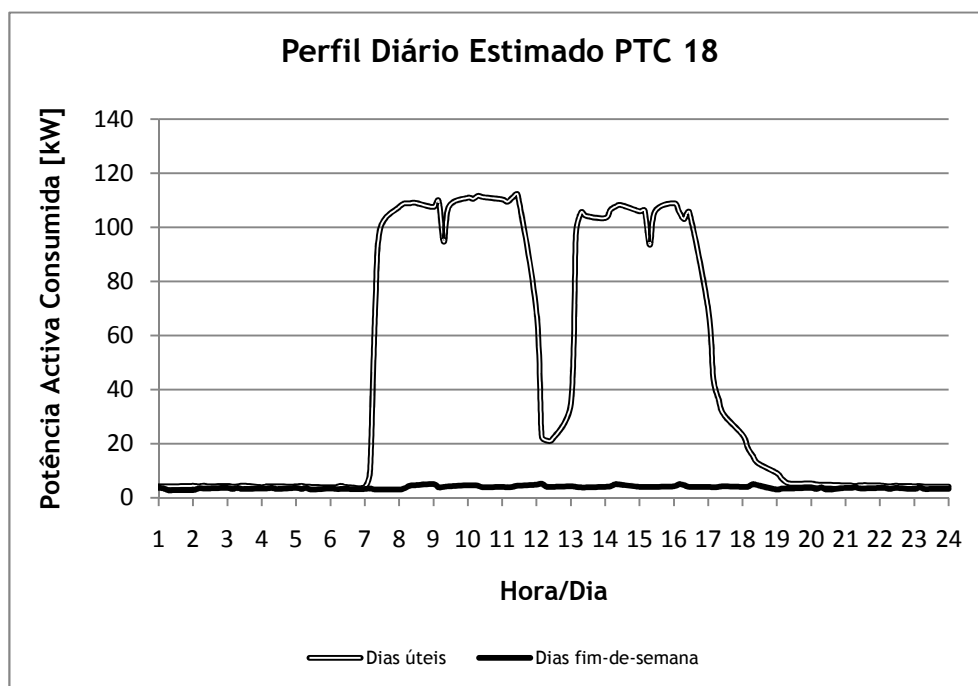


Figura B.5 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 18

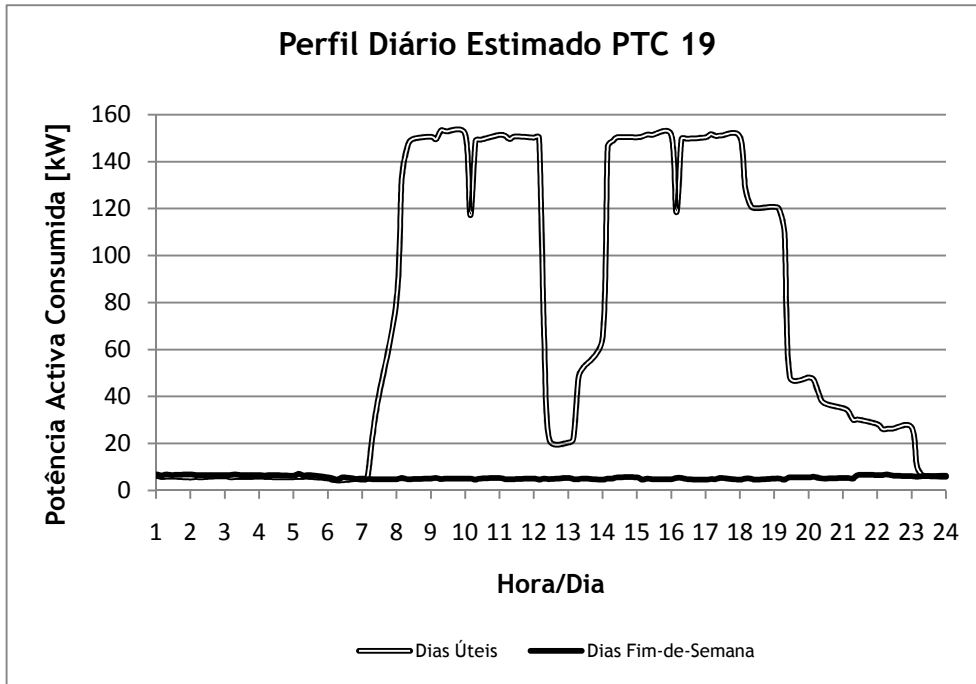


Figura B.6 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 19

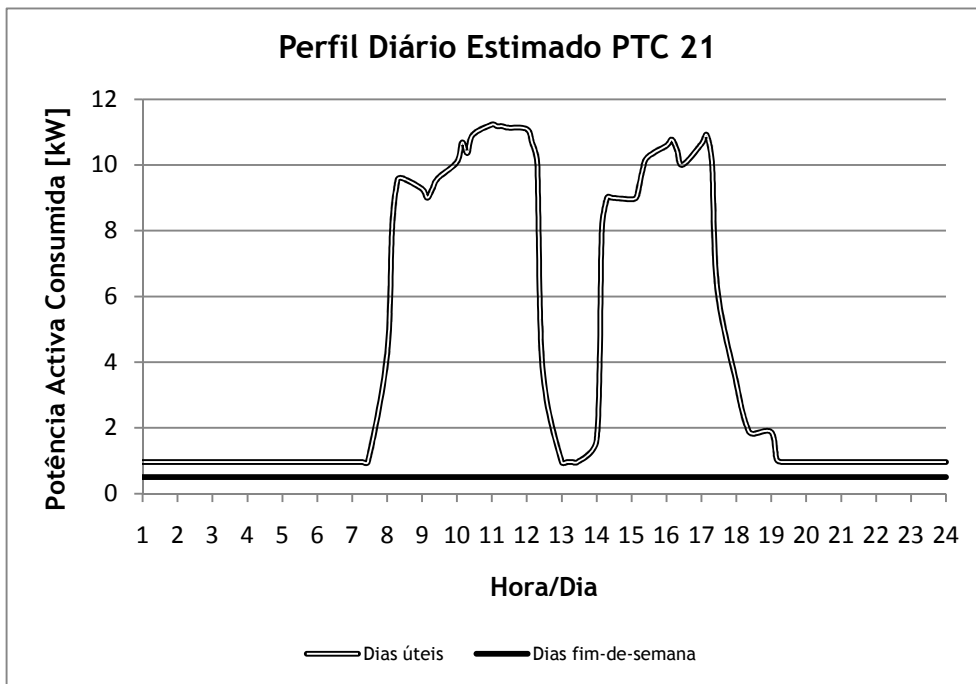


Figura B.7 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 21

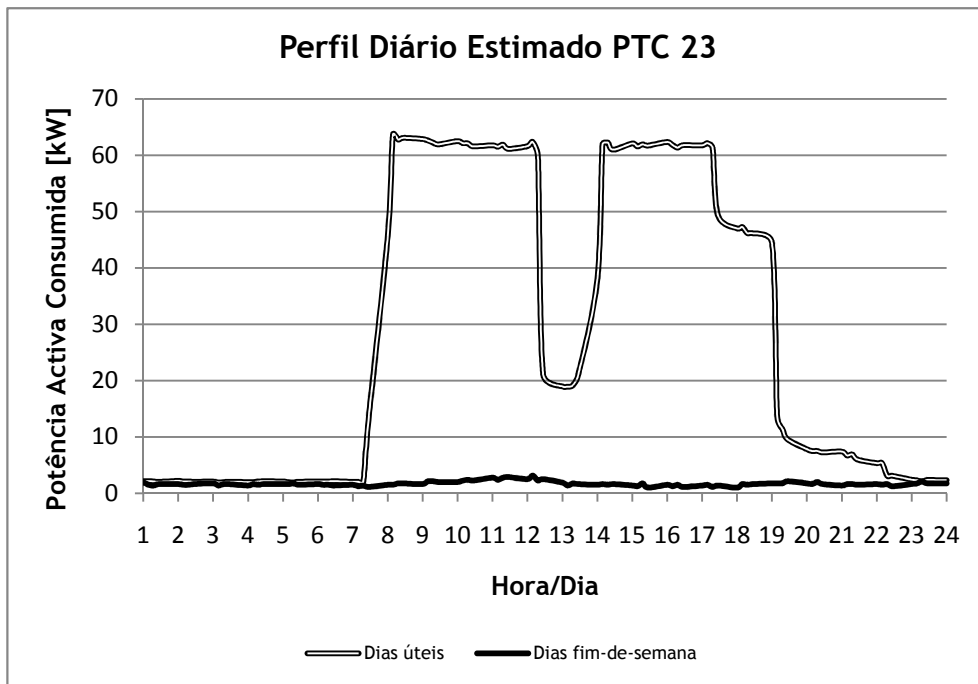


Figura B.8 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 23

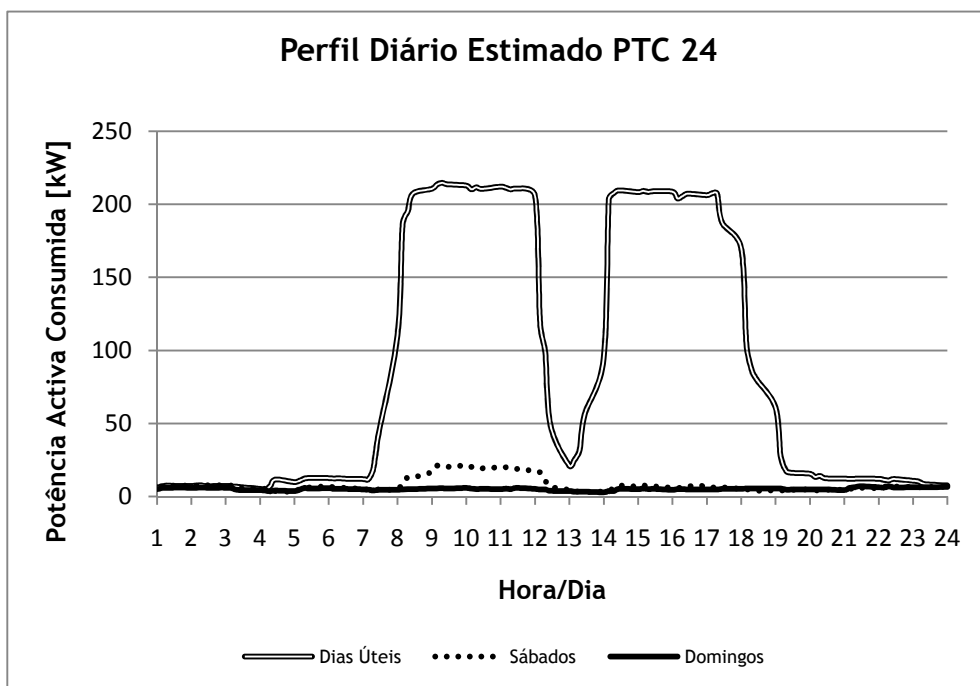


Figura B.9 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 24

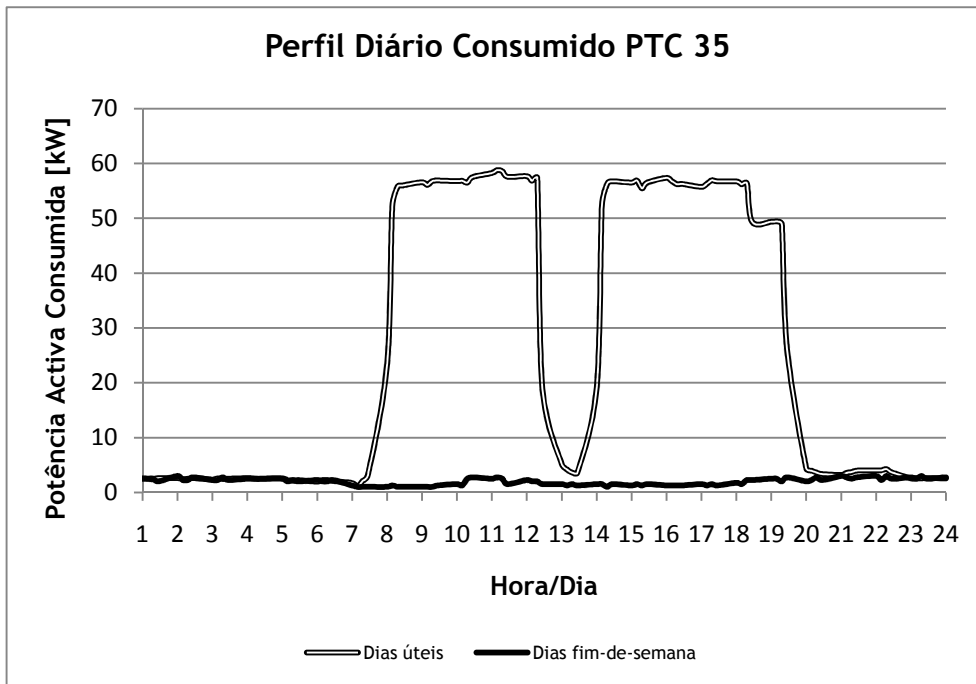


Figura B.10 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 35

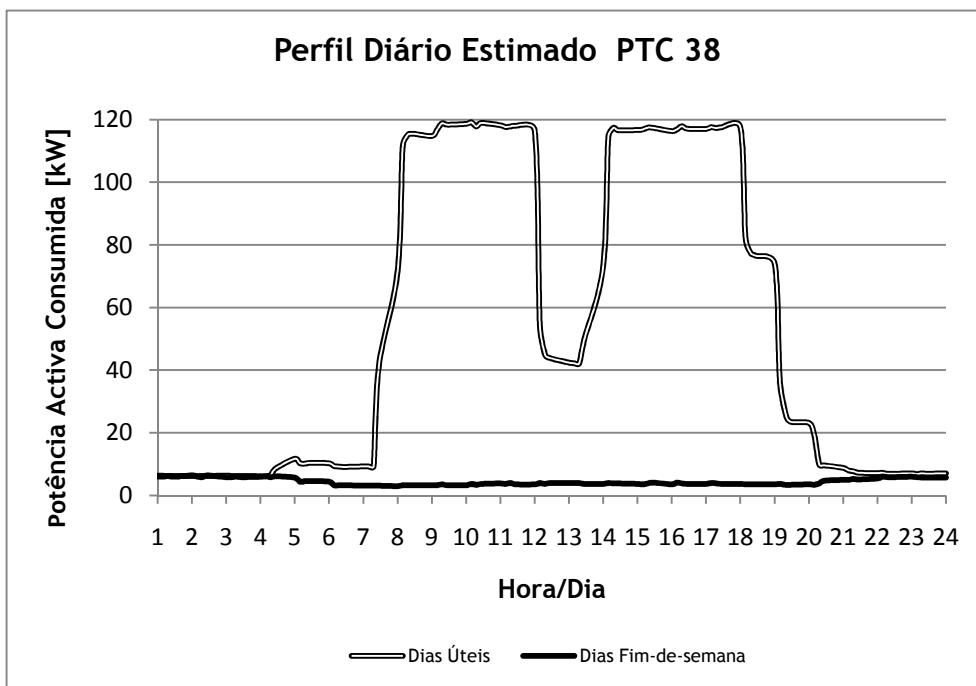


Figura B.11 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 38

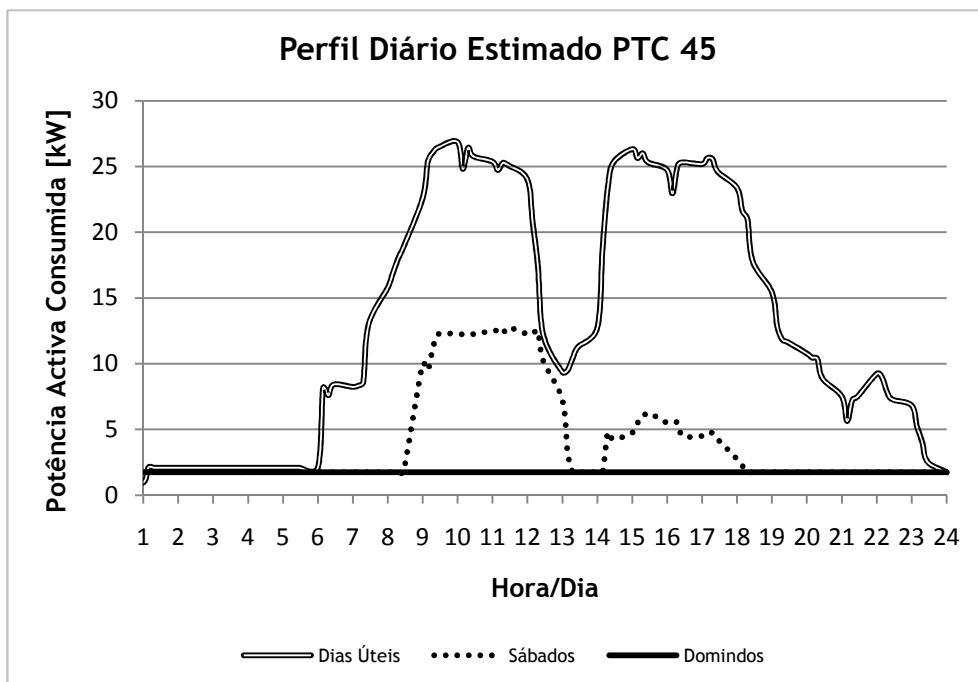


Figura B.12 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 45

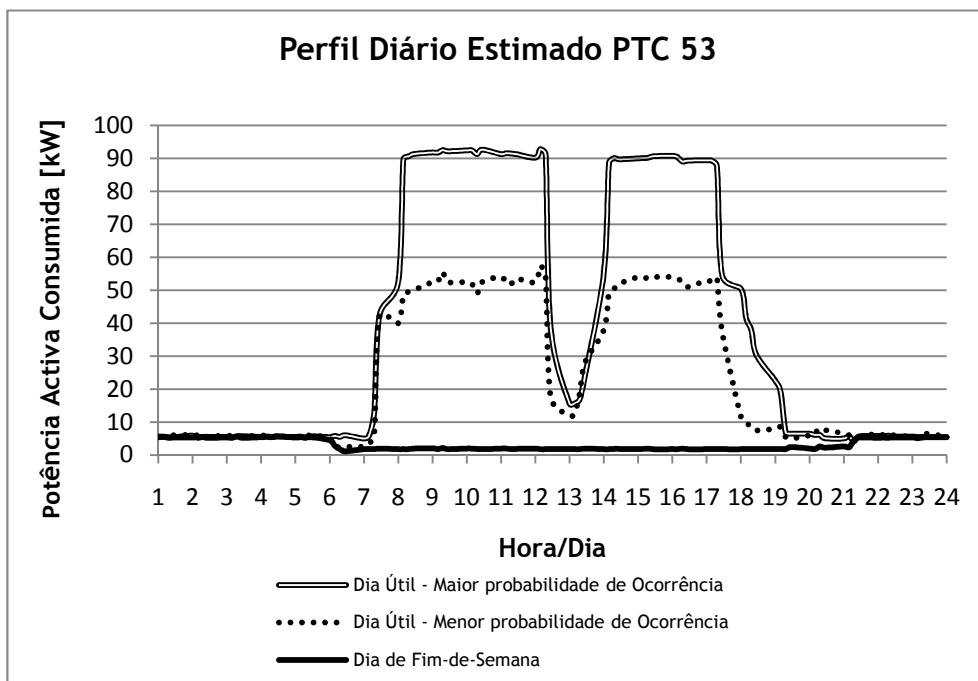


Figura B.13 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 53

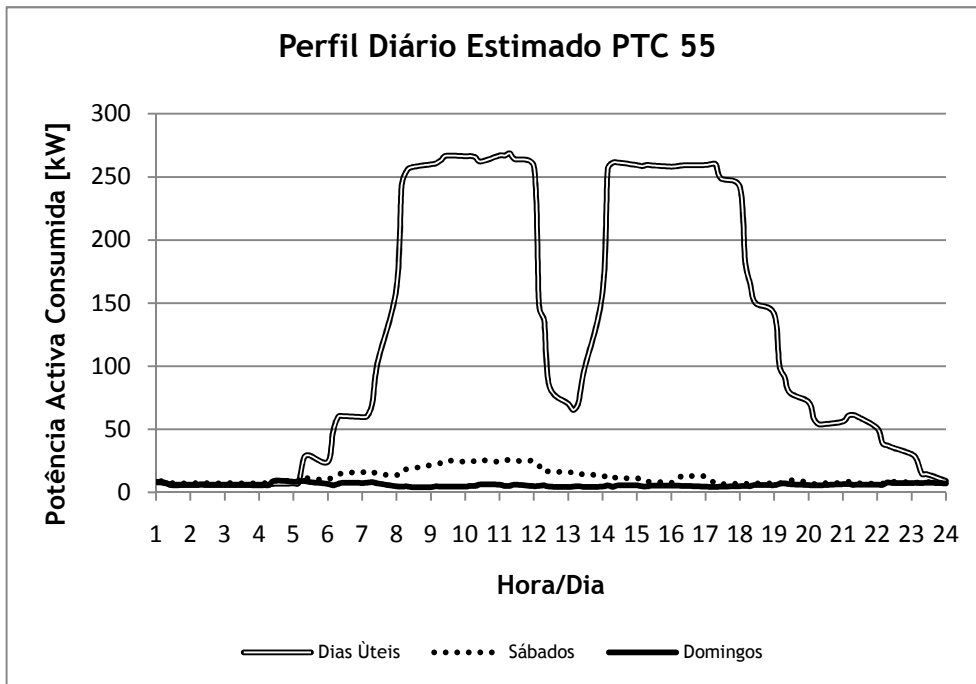


Figura B.14 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 55

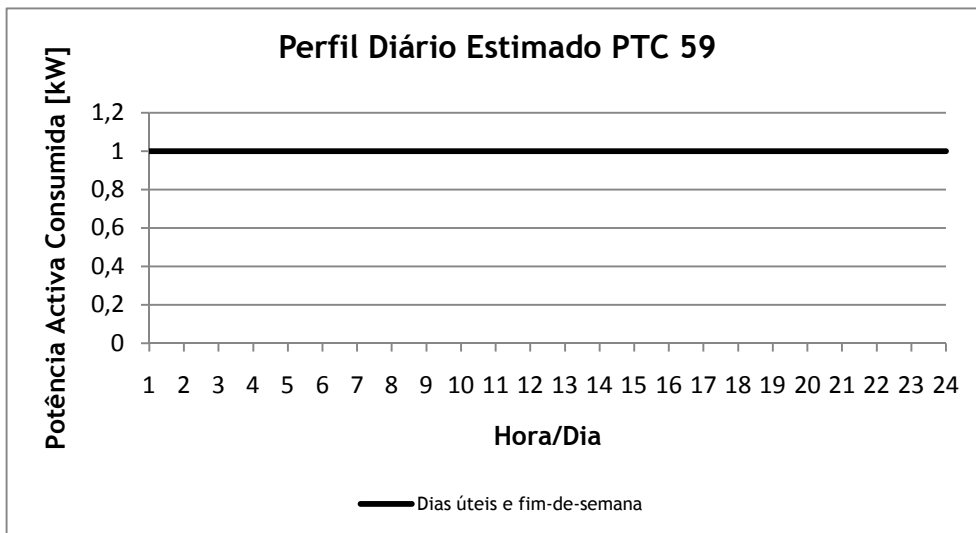


Figura B.15 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 59

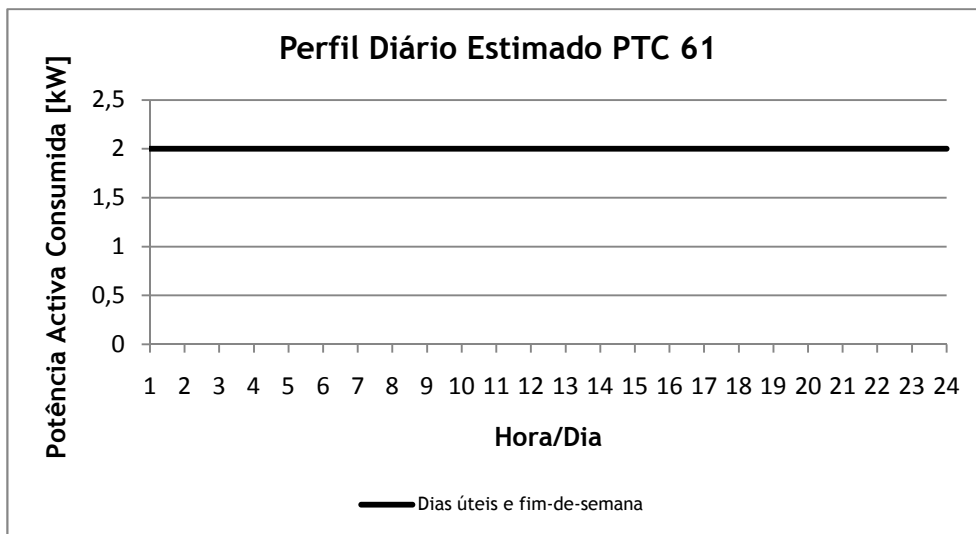


Figura B.16 - Perfil diário de potência activa consumida no PTC 61

Anexo C

Curvas de Potência Reactiva estimadas para os Postos de Transformação da Rede de Barrosas

As Figuras C.1 até C.35 mostram as curvas de potência reactiva consumida em todos os Postos de Transformação (PT's) da rede de Barrosas. Sendo as curvas diárias dos Postos de Transformação de Distribuição (PTD's) estimadas para dias úteis, na época de Verão. E os curvas diárias dos Postos de Transformação de Cliente (PTC's) estimadas para dias úteis e de fim-de-semana.

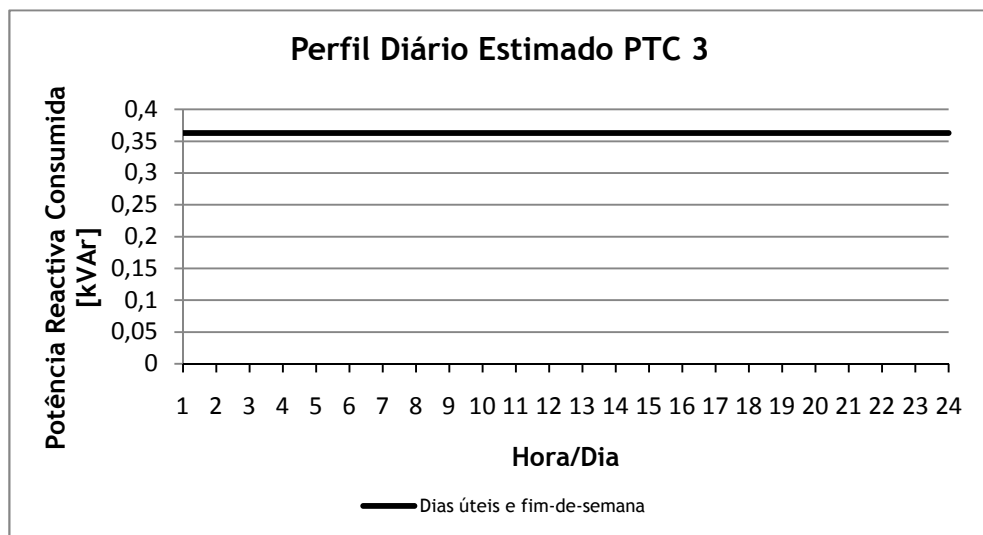


Figura C.1 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 3

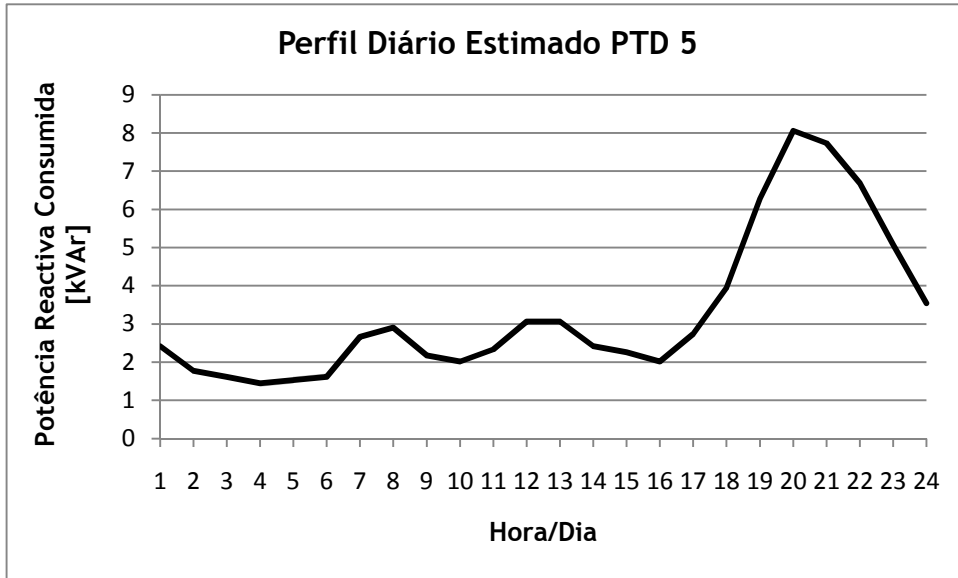


Figura C.2 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 5

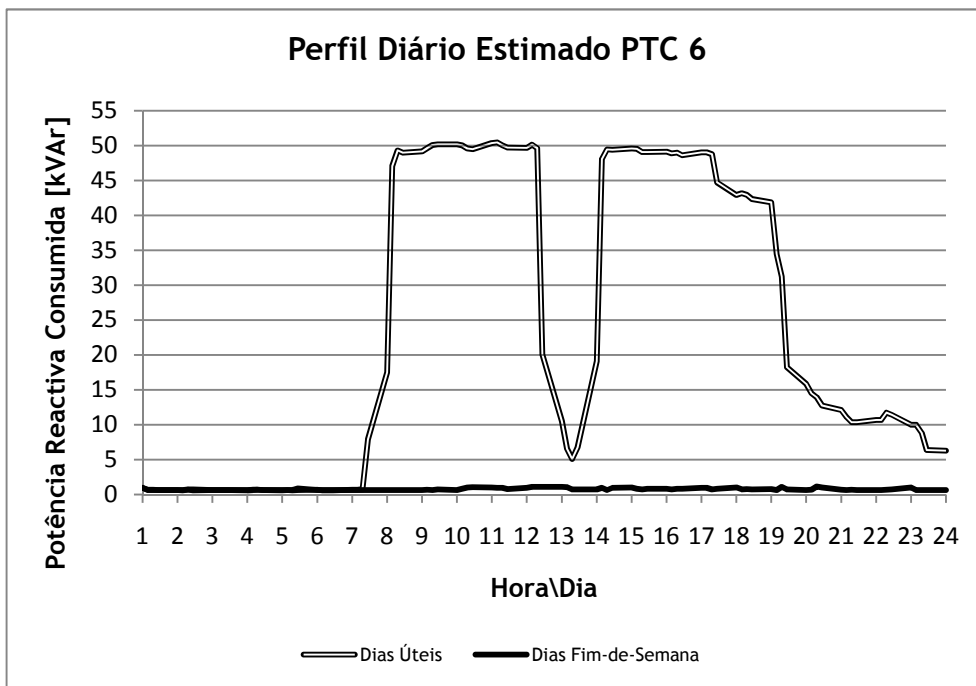


Figura C.3 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 6

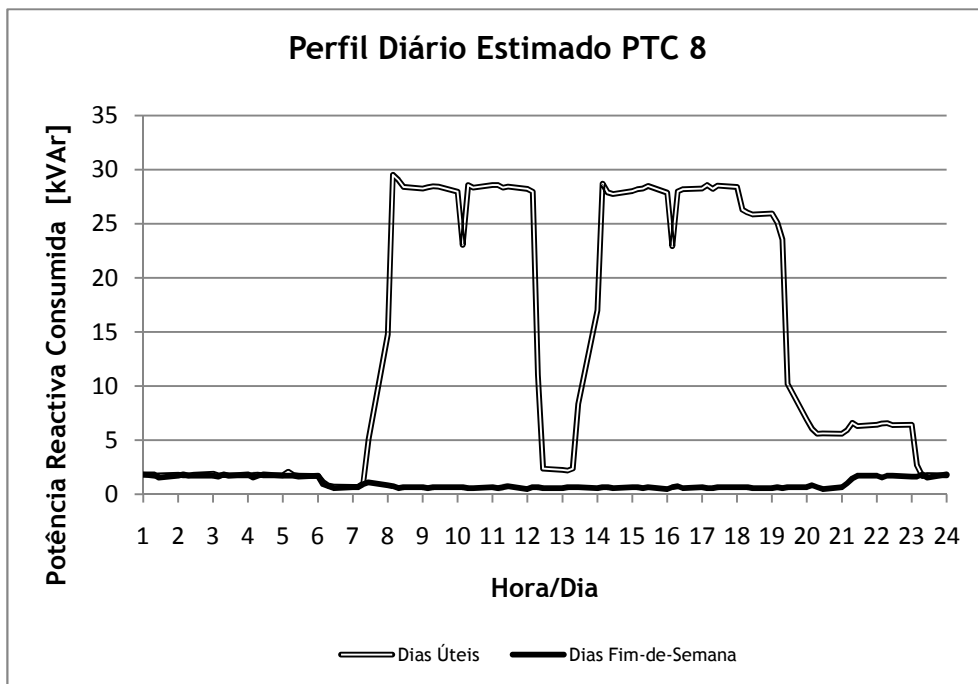


Figura C.4 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 8

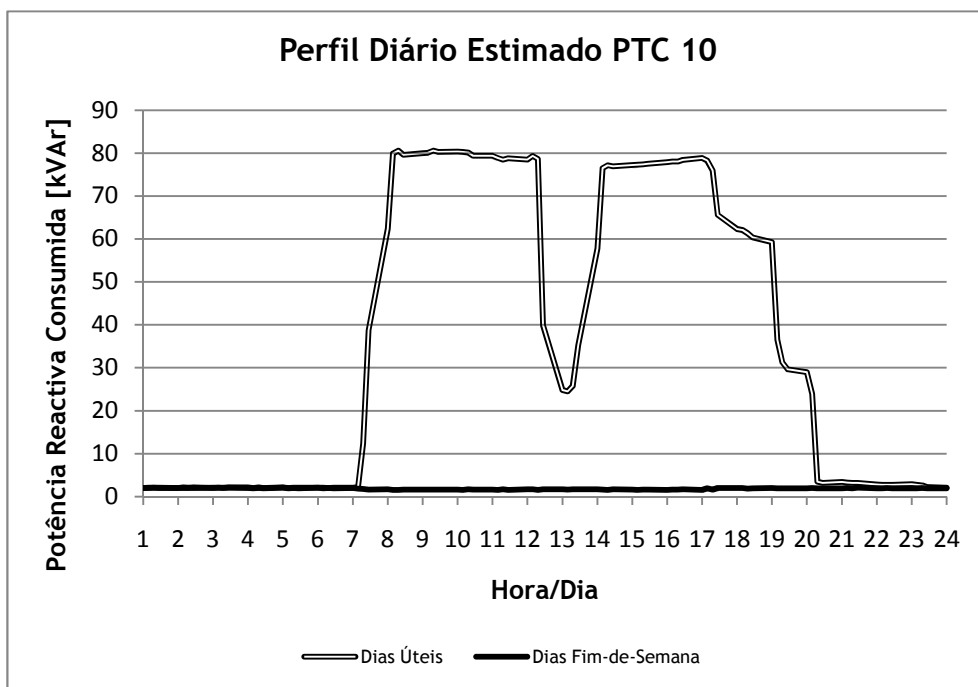


Figura C.5 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 10

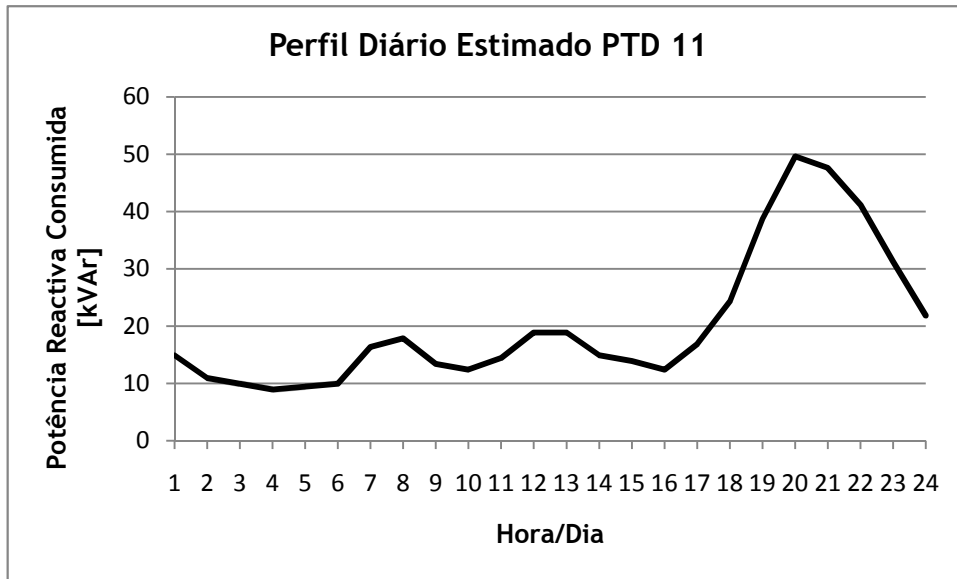


Figura C.6 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 11

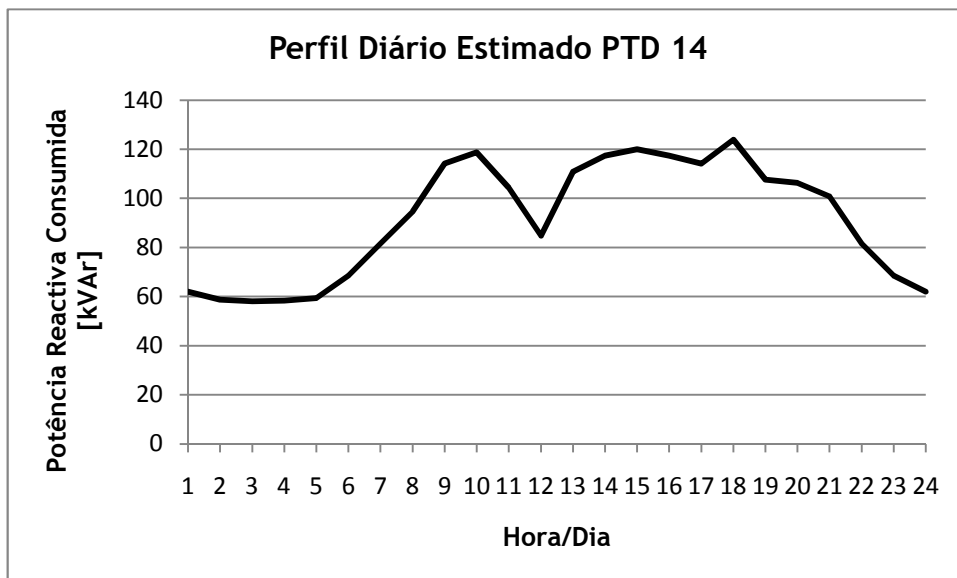


Figura C.7 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 14

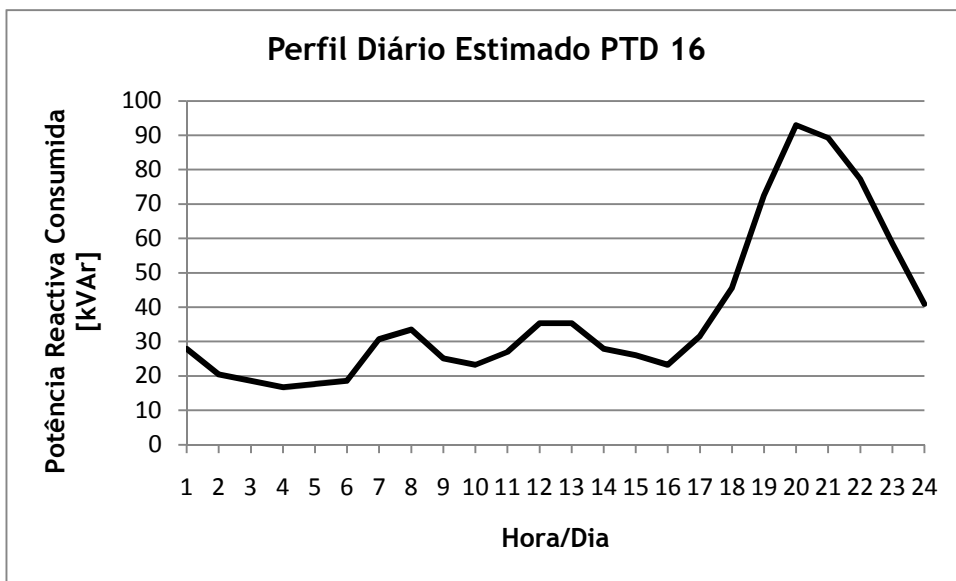


Figura C.8 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 16

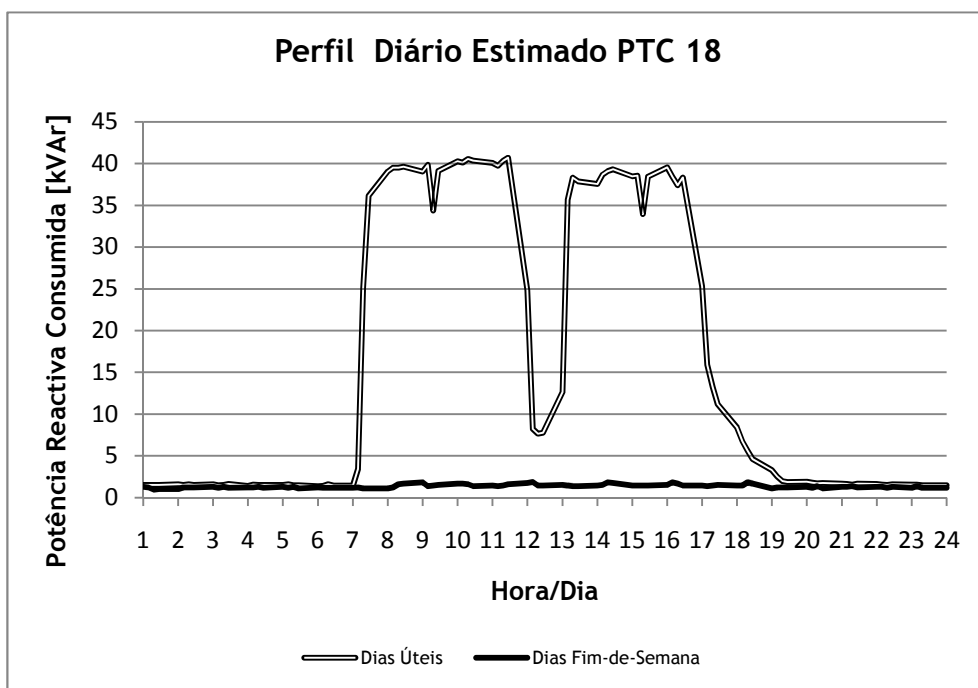


Figura C.9 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 18

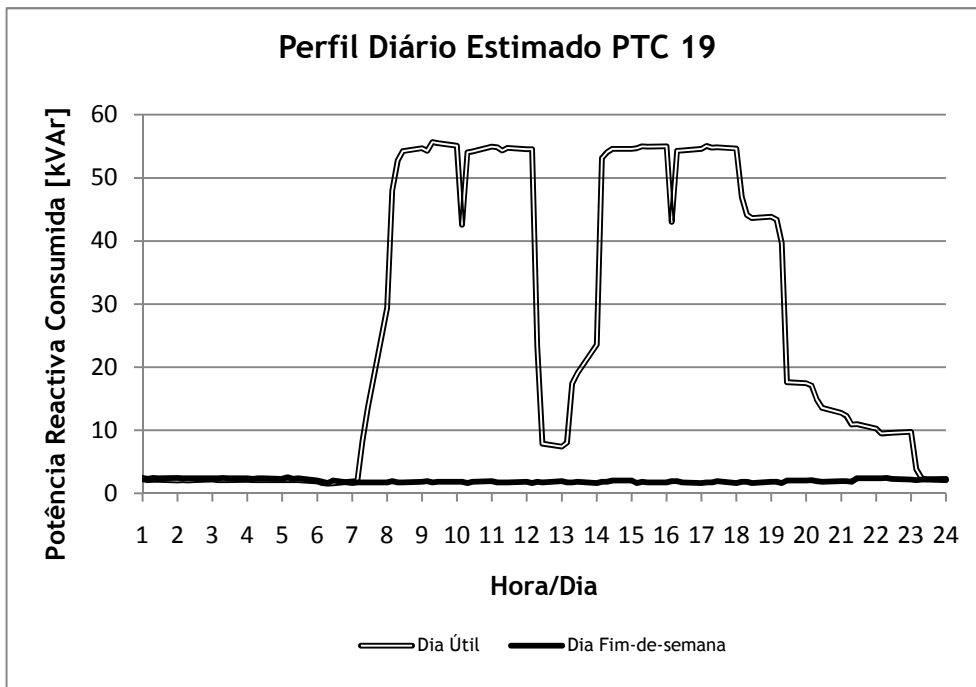


Figura C.10 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 19

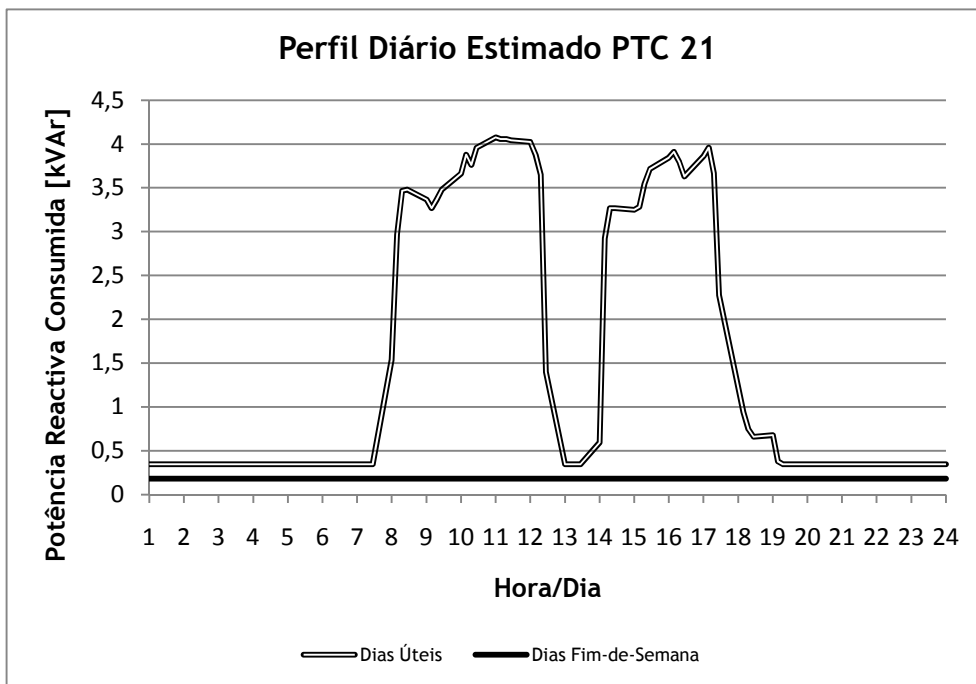


Figura C.11 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 21

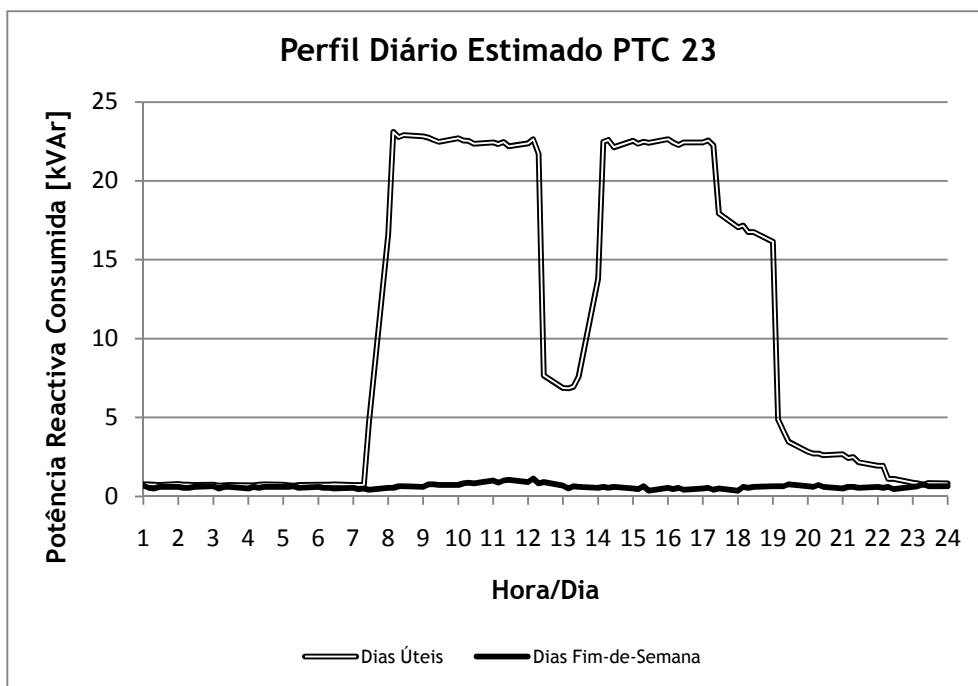


Figura C.12 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 23

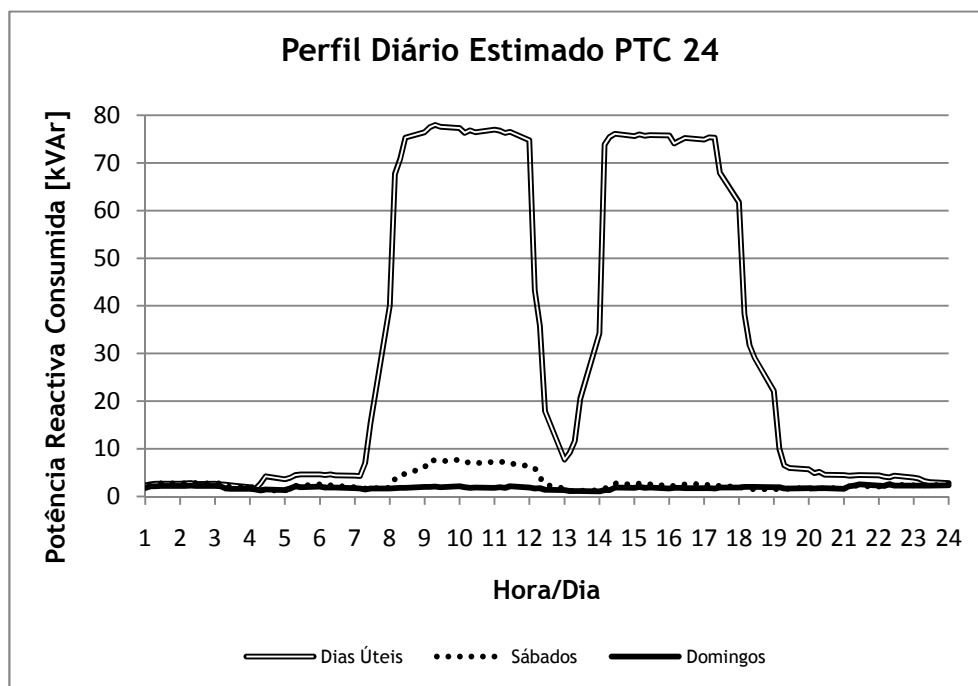


Figura C.13 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 24

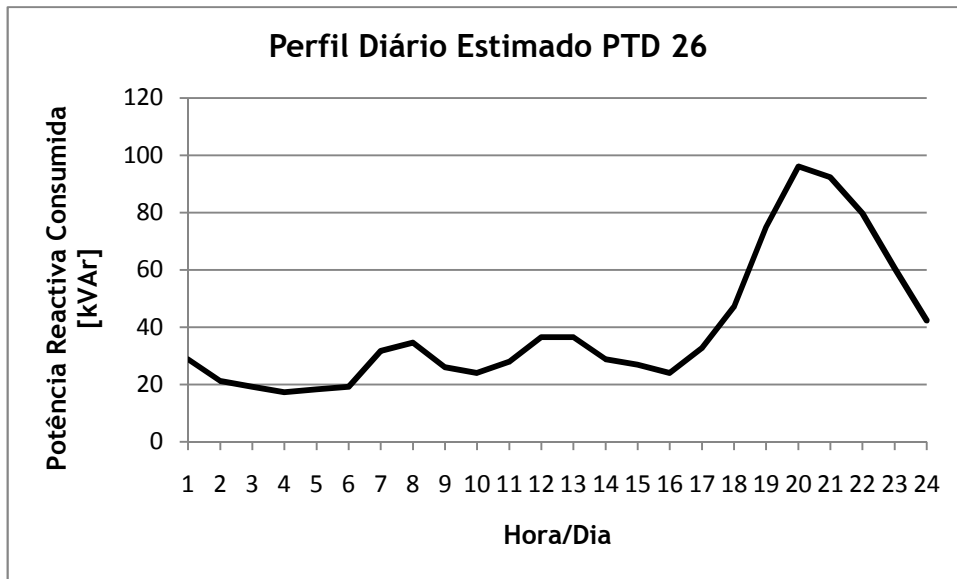


Figura C.14 - Perfil diário de potência reativa consumida no PTD 26

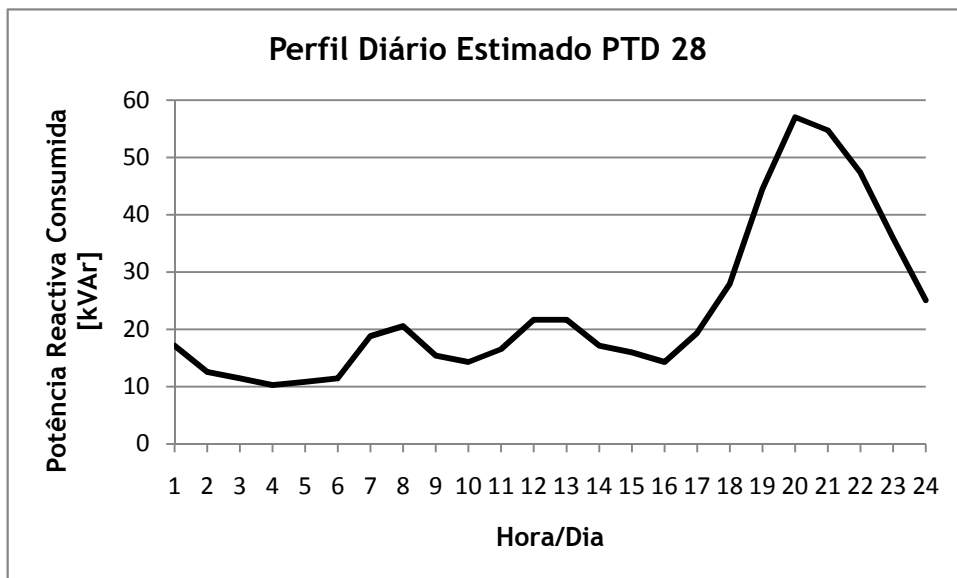


Figura C.15 - Perfil diário de potência reativa consumida no PTD 28

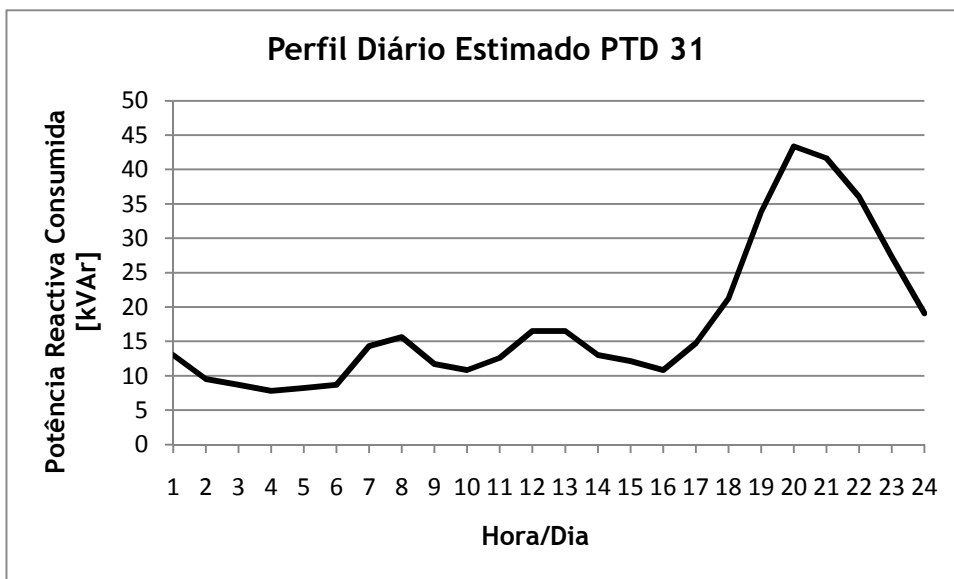


Figura C.16 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 31

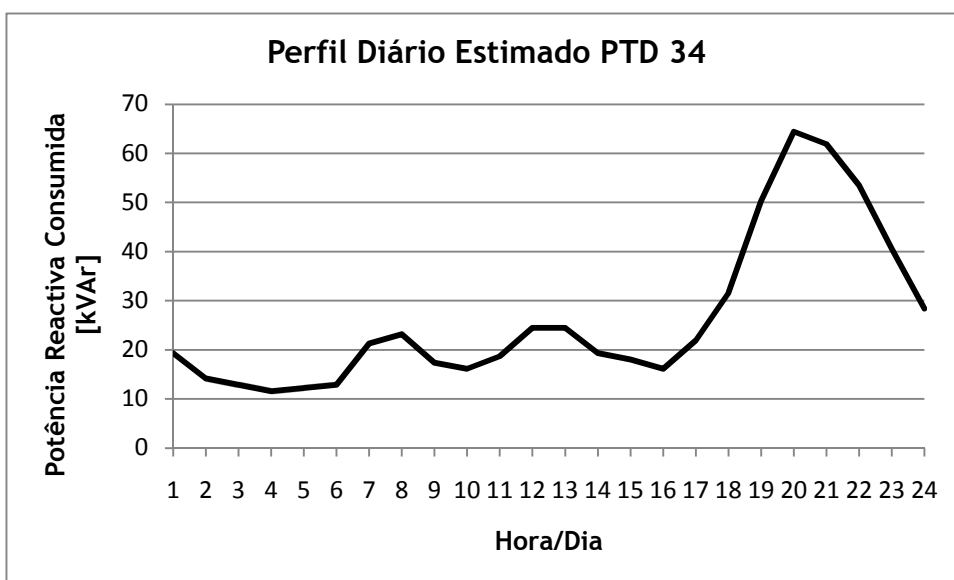


Figura C.17 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 34

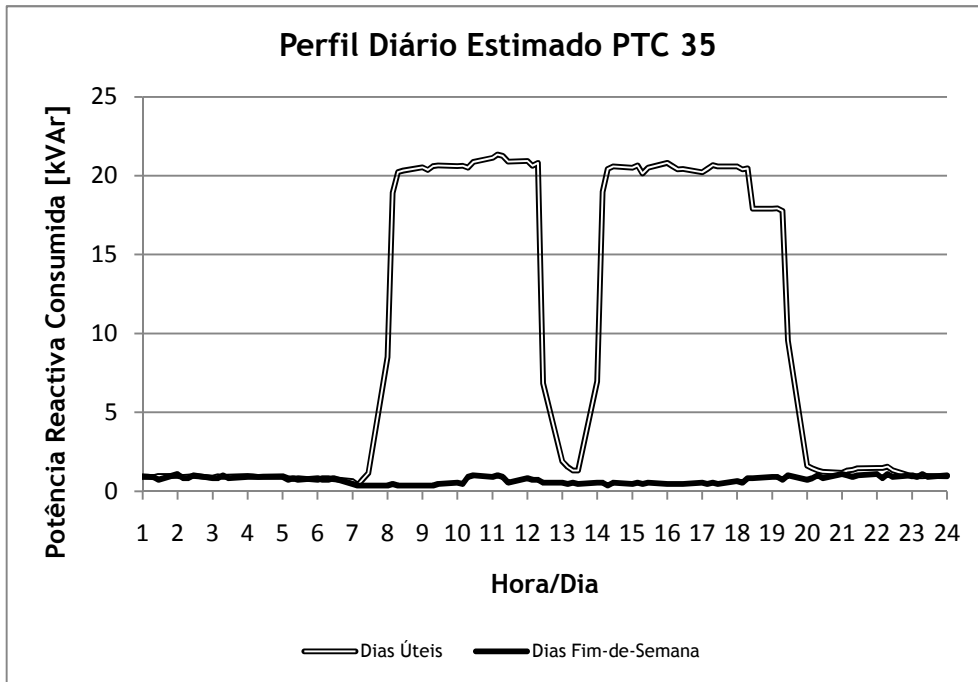


Figura C.18 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 35

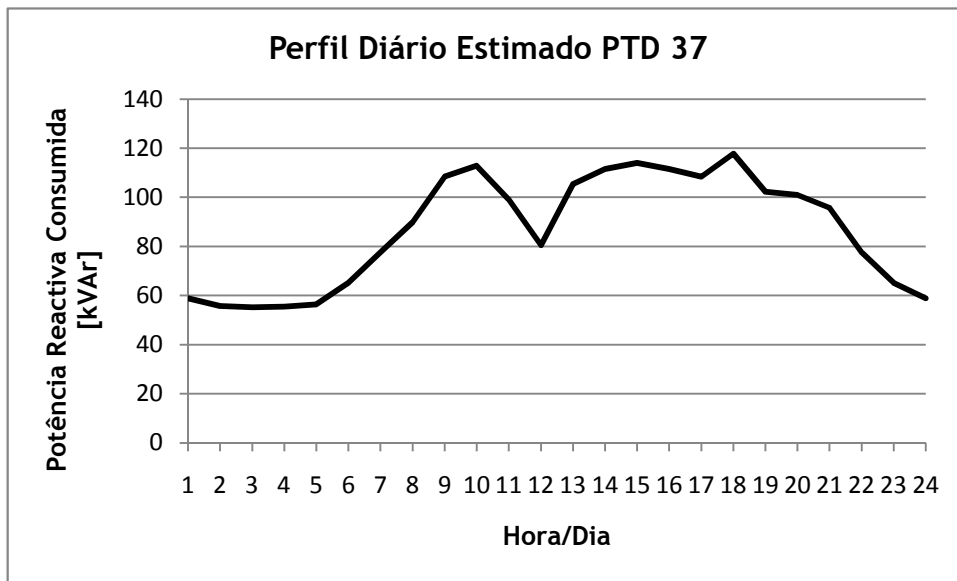


Figura C.19 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 37

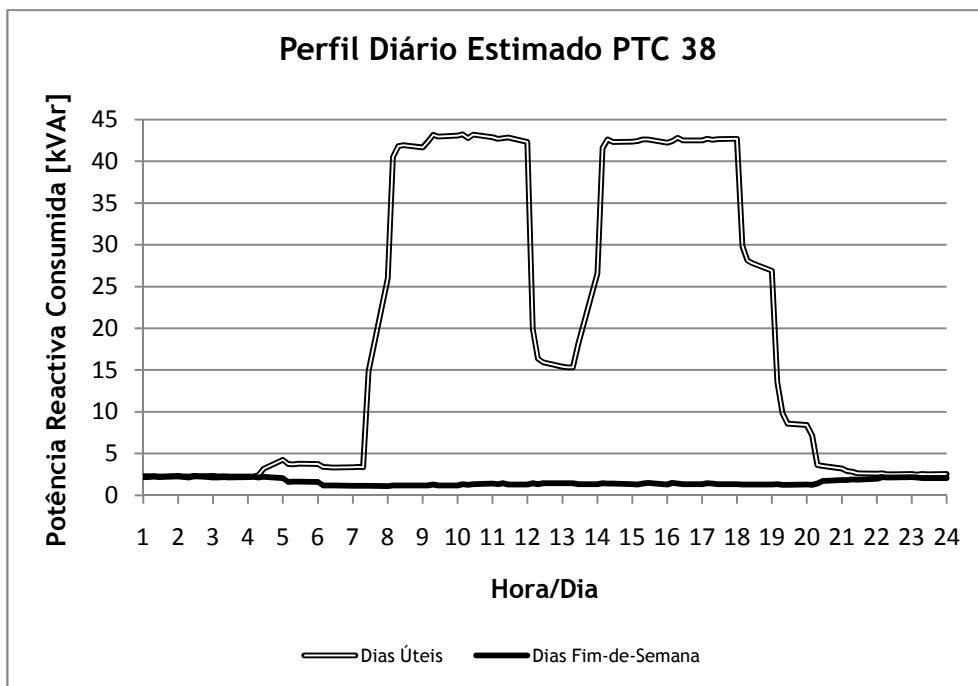


Figura C.20 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 38

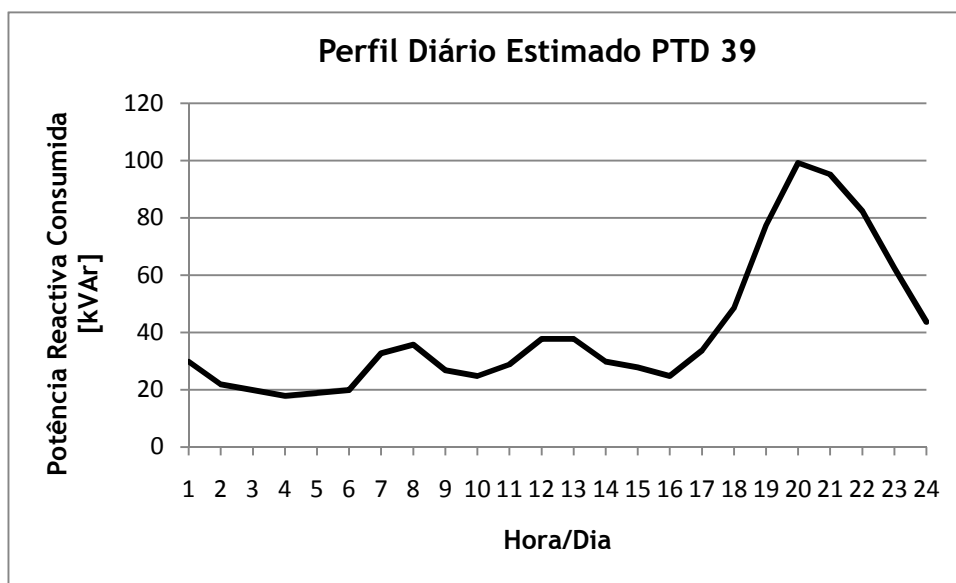


Figura C.21 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 39

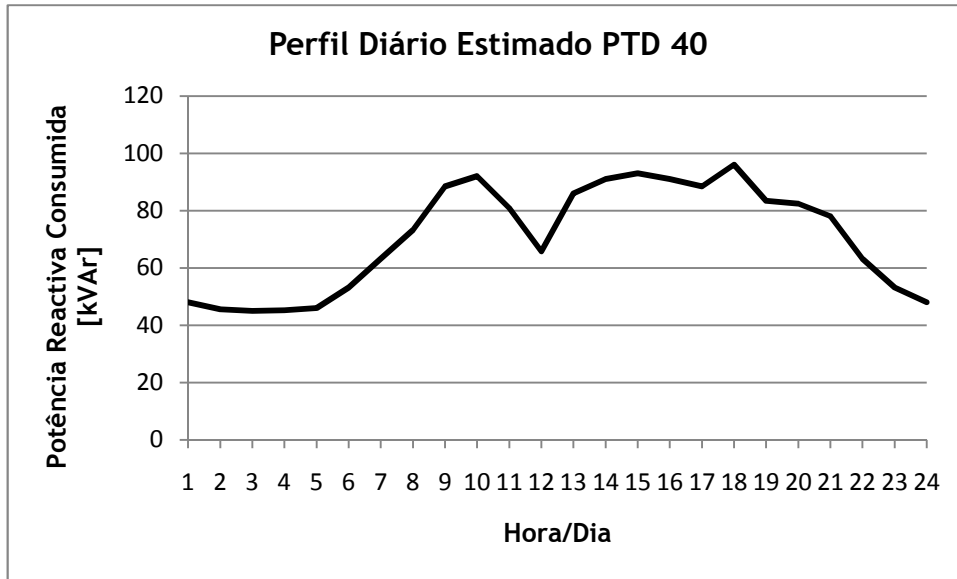


Figura C.22 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 40

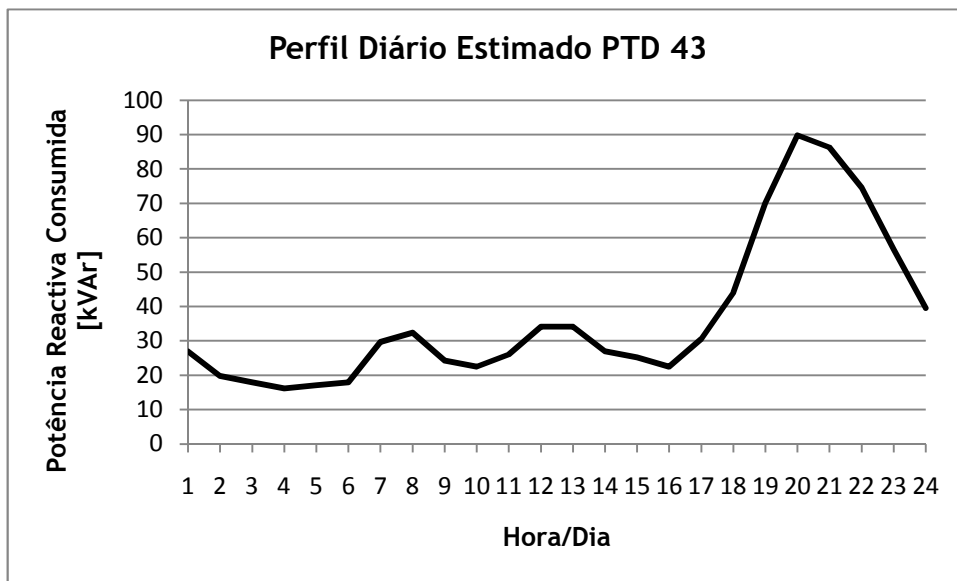


Figura C.23 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 43

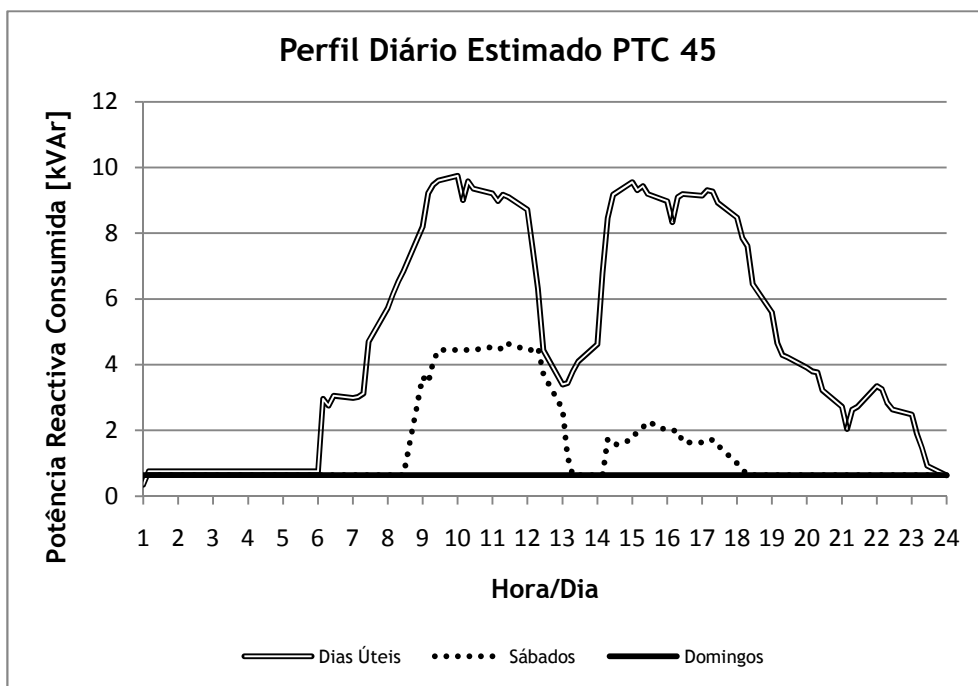


Figura C.24 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 45

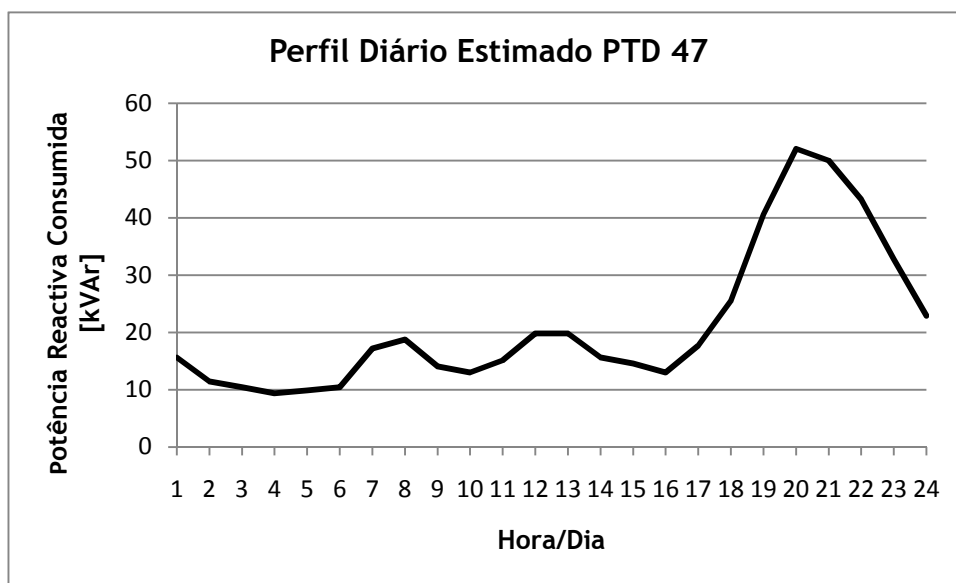


Figura C.25 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 47

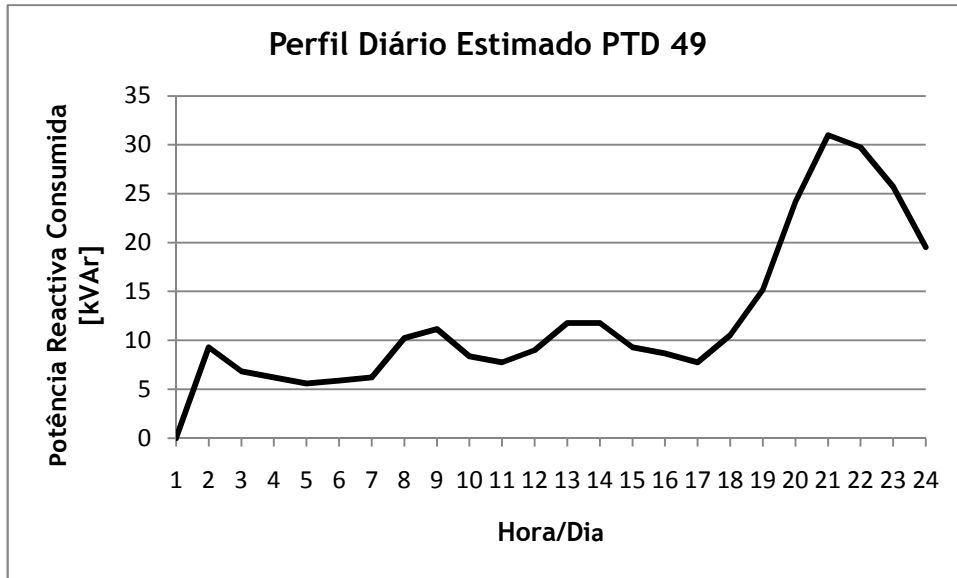


Figura C.26 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 49

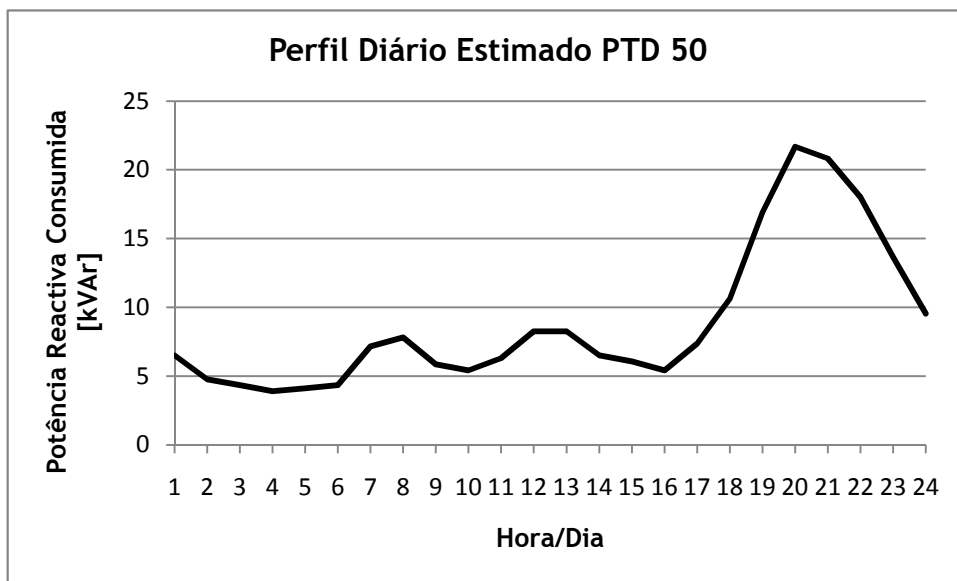


Figura C.27 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 50

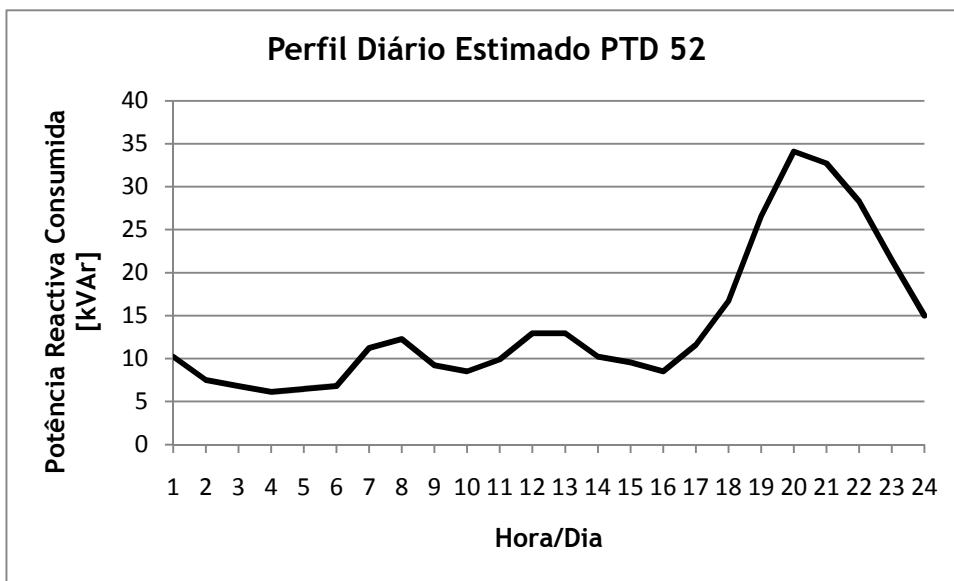


Figura C.28 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 52

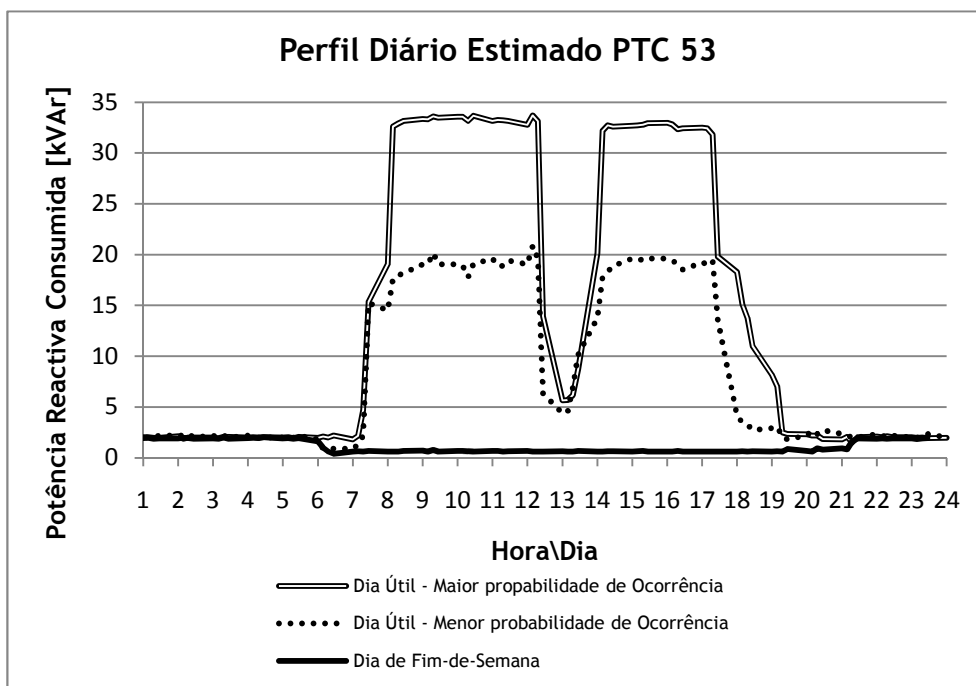


Figura C.29 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 53

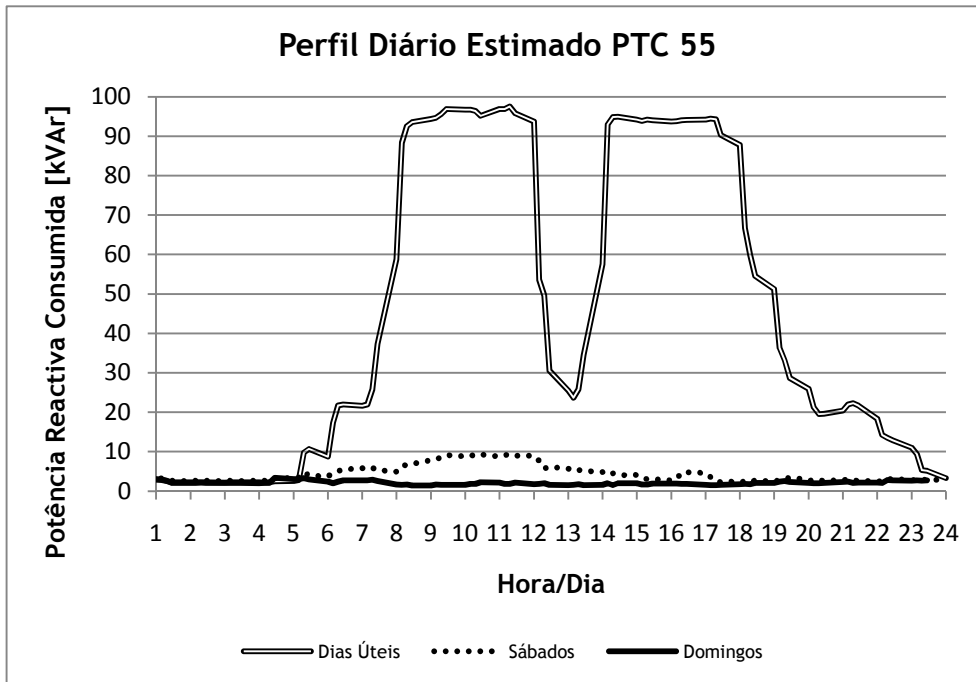


Figura C.30 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 55

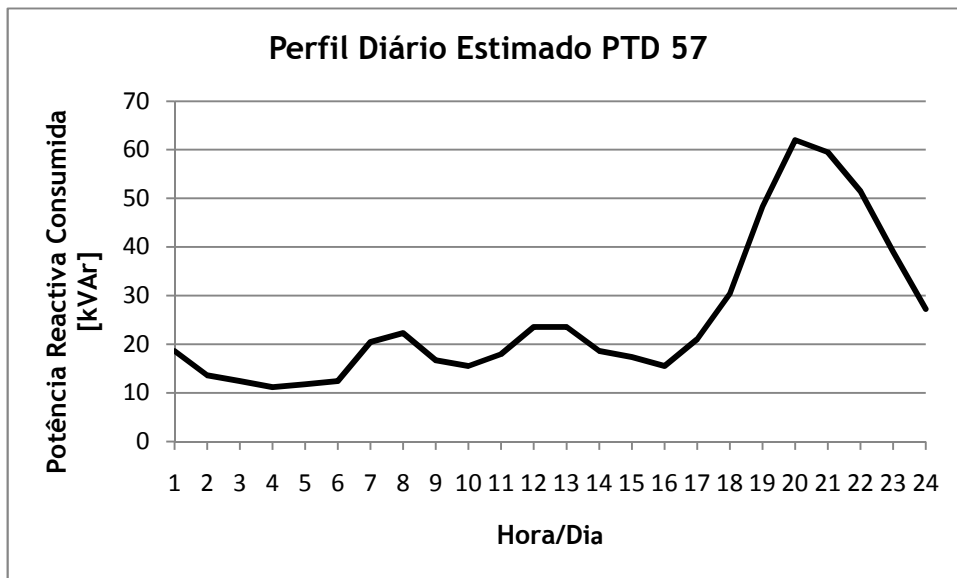


Figura C.31 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 57

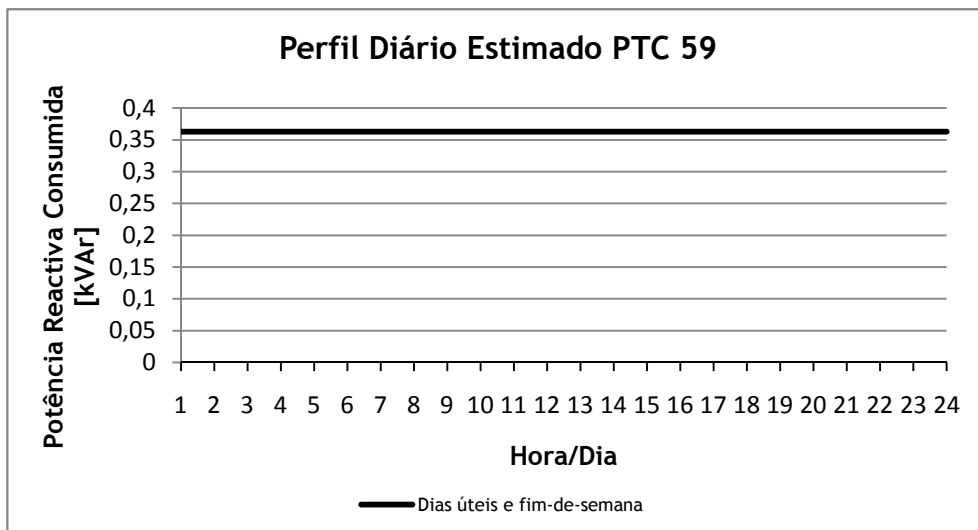


Figura C.32 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 59

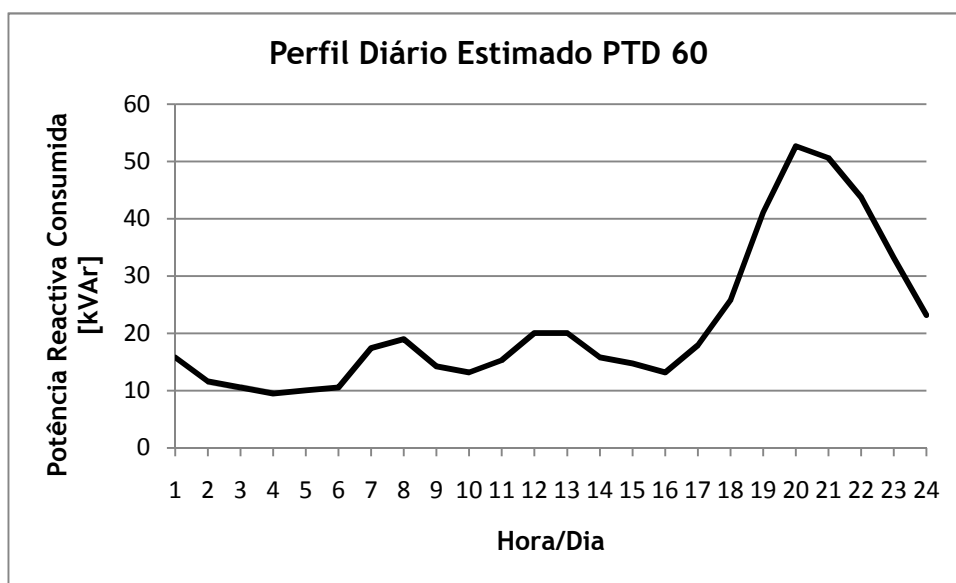


Figura C.33 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 60

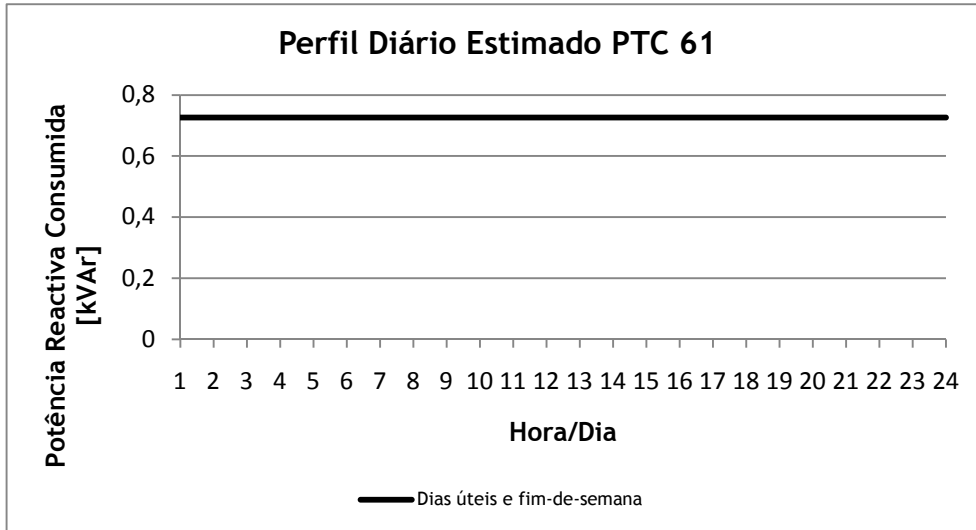


Figura C.34 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTC 61

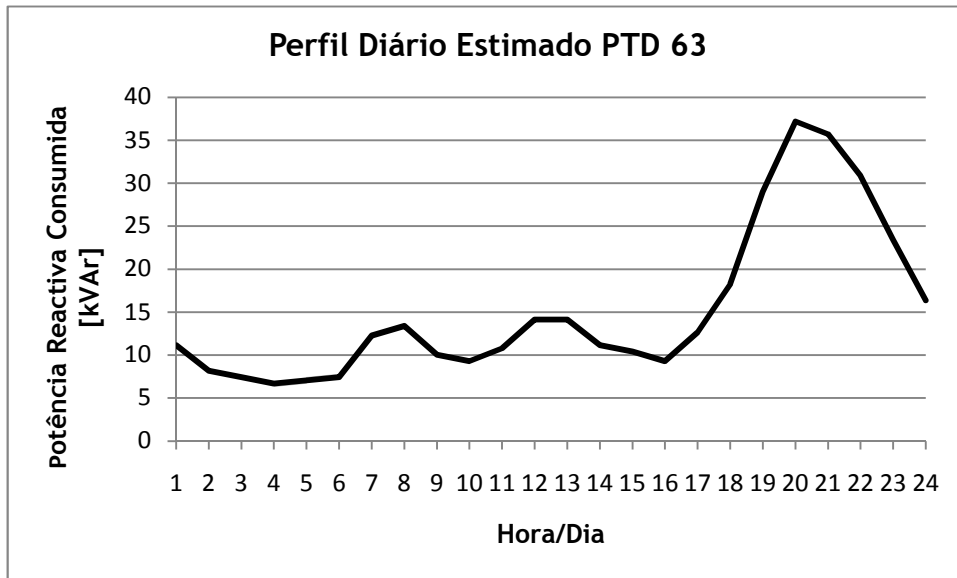


Figura C.35 - Perfil diário de potência reactiva consumida no PTD 63

Anexo D

Método de *Cholesky*

O método de Cholesky utiliza-se para encontrar a solução numérica de equações lineares:

$$Ax = b \quad (\text{Eq. D.1})$$

Se A é simétrica e definida positiva, então A pode ser decomposta em:

$$A = L \cdot L^T \quad (\text{Eq. D.2})$$

Sendo a equação D.2 conhecida por factorização de Cholesky em que L é a matriz triangular inferior e L^T a sua transposta. A aplicação da factorização de Cholesky resolve o sistema de equações:

$$L \cdot y = b \quad (\text{Eq. D.3})$$

$$L^T \cdot x = y \quad (\text{Eq. D.4})$$

Onde,

$$b = L \cdot y = L \cdot (L^T \cdot x) = (L \cdot L^T) \cdot x = A \cdot x \quad (\text{Eq. D.5})$$

Portanto, a vantagem desta factorização consiste em só ser necessário determinar a matriz L , pois uma matriz simétrica e definida positiva pode ser representada pela forma $A = L \cdot L^T$. Isto significa que o número de operações para resolver um sistema linear fica reduzido a cerca de metade, quando se aplica o método de Cholesky.