



NOTICE OF APPROVAL

AVIS D'APPROBATION

Issued by statutory authority of the Minister of Industry
for:

Émis en vertu du pouvoir statutaire du ministre de
l'Industrie pour :

TYPE OF DEVICE

TYPE D'APPAREIL

Electricity Meter: Energy and Demand

Compteur d'électricité : énergie et puissance appelée

APPLICANT

REQUÉRANT

Rick Williams and Ross Pilkey
494 The Parkway
Peterborough, Ontario
K9L 7L9

MANUFACTURER

FABRICANT

Carma Industries
(A Division of 1276437 Ontario Inc.)
494 The Parkway
Peterborough, Ontario
K9L 7L9

MODEL(S)/MODÈLE(S)

RATING/ CLASSEMENT

Meter Manager
Meter Manager Type T

120, 208, 240, 277, 347, 416, 480, 600 V (ac/c.a.)
2 Element, 3 Wire single phase/2 éléments, 3 fils, monophasé
2 Element, 3 Wire, Delta/2 éléments, 3 fils, triangle
3 Element, 4 Wire Wye/3 éléments, 4 fils, en étoile
0.04-2 amperes/ampères
0.1-5 amperes/ampères
0.2-10 amperes/ampères
2-100 amperes/ampères
2-125 amperes/ampères
2-200 amperes/ampères
4-400 amperes/ampères

NOTE: This approval applies only to meters, the design, composition, construction and performance of which are, in every material respect, identical to that described in the material submitted, and that are typified by samples submitted by the applicant for evaluation for approval in accordance with sections 13 and 14 of the Electricity and Gas Inspection Regulations. The following is a summary of the principal features only.

SUMMARY DESCRIPTION:

The metering system herein approved is intended for metering energy (kW·h), demand (kW and kVA) and time of use metering. The system is intended for metering both the bulk metering applications and the sub-metering applications by means of the three wattmeter method for polyphase circuits.

As a system it is capable of measuring up to 4080 three-wire single phase circuits; or network circuits.

As a system, it is capable of measuring up to: 4845 three-wire single phase or delta circuits; or 4590 network circuits; or 3060 four wire Wye circuits.

The system consists of the following six functionally distinct subsystems as depicted in Figure N° 1:

- a) Voltage Transducers (VT), Potential Transformer (PT)
- b) Current Transducers (CT),
- c) Energy Monitoring Pods (EMP),
- d) EMP Display; Optional
- e) Local Area Network (LAN), and
- f) On-Site Host Computer; Optional

REMARQUE : Cette approbation ne vise que les compteurs dont la conception, la composition, la construction et le rendement sont identiques, en tout point, à ceux qui sont décrits dans la documentation reçue et pour lesquels des échantillons représentatifs ont été fournis par le requérant aux fins d'évaluation, conformément aux articles 13 et 14 du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*. Ce qui suit est une brève description de leurs principales caractéristiques.

DESCRIPTION SOMMAIRE :

Le système visé par le présent avis d'approbation est destiné à mesurer l'énergie (kW·h) et la puissance appelée (kW et kVA), tout en indiquant le temps d'utilisation. Le système est conçu pour des applications de mesure de vrac et de comptage divisionnaire et fait appel à la méthode des trois wattheuremètres pour circuits polyphasés.

Le système peut mesurer jusqu'à 4080 circuits monophasés à trois fils ou circuits en réseaux.

En tant que système, il peut mesurer jusqu'à 4845 circuits monophasés à trois fils ou circuits montés en triangle; ou 4590 circuits en réseau; ou 3060 circuits à quatre fils montés en étoile.

Le système se compose des six sous-systèmes distincts illustrés ci-dessous à la figure n° 1 :

- a) Transducteur de tension (TT), Transformateur de potentiel (TP);
- b) Transducteur de courant (TC);
- c) Module de surveillance énergétique (MSÉ);
- d) Affichage du MSÉ, facultatif;
- e) Réseau local ;
- f) Ordinateur central sur place, facultatif.

Note: The LAN and HOST computers are merely the tele-metering reporting system for the Meter Manager system. As such, no metrological functions are performed outside of the EMP.

The voltage transducers are potential transformers (PT), 0 to rated volts RMS primary, 0 to 5.65 volts RMS secondary.

The current transducers are ring type current transformers (RMS primary currents as listed on page 1). RMS secondary current is 2 to 100 mA (converted to volts by means of an integral resistor across the secondary). Resistor rating is 62 ohms $\pm 0.1\%$, 1 watt. Current transducers are either tape wrapped or encapsulated.

The voltage and current transducers for each metered circuit shall be located as close together as possible, and the current transducers shall be connected to the EMP by a maximum 1000 feet (305 metres) of 22 AWG cable or 3-pair shielded cable (Belden 8777 or equivalent) as detailed in the installation manual

In the case of one set of voltage transducers being shared by two EMP panels ("Dual-EMP" configuration), the VT's must be installed within 10 feet of the EMP panels, and must be connected to the EMP's with 3-pair shielded cable (Belden 8777 or equivalent) as detailed in the installation manual.

If the set of VTs is only connected to one EMP, the same 1000 feet (305 metres) distance that applies to the CTs shall apply to the VTs.

Nota : Le réseau local et l'ordinateur central constituent en fait le système de consignation des données de télémessure du Meter Manager. En conséquence, aucune fonction métrologique n'est exécutée à l'extérieur du MSÉ.

Les transducteurs de tension sont des transformateurs de tension dont la tension efficace au primaire va de 0 volt à la capacité nominale en volts et la tension efficace au secondaire, de 0 à 5,65 volts.

Les transducteurs de courant sont des transformateurs de courant de type annulaire (les courants efficaces au primaire sont énumérés à la page 1). Le courant efficace au secondaire va de 2 à 100 mA (convertis en volts au moyen d'une résistance aux bornes du secondaire). La capacité nominale de la résistance est de 62 ohms $\pm 0,1\%$, 1 watt. Les transducteurs de courant sont soit enrubannés soit encapsulés.

Les transducteurs de tension et de courant destinés à chaque circuit mesuré doivent être installés le plus près possible les uns des autres et les transducteurs de courant doivent être reliés au MSÉ par un câble de calibre 22 AWG de 1000 pieds (305 mètres) au plus ou trois paires de câbles armés (Belden 8777 ou l'équivalent) comme indiqué dans le manuel d'installation.

Dans le cas d'un groupe de transducteurs de tension connectés à deux panneaux MSÉ (configuration «double-MSÉ»), les TT doivent être installés à moins de 10 pieds des panneaux MSÉ et être connectés à ces derniers au moyen de trois paires de câbles armés (Belden 8777 ou l'équivalent) comme indiqué dans le manuel d'installation.

Dans le cas d'un groupe de transducteurs de tension connectés à un seul panneau, la règle de la distance de 1000pieds (305 mètres) qui s'applique aux CT, s'applique aux TT.

The EMP (Energy Monitoring Pod) performs the kW.h metering functions. Through use of multiplexing and computation, the EMP can sequentially measure the signals from up to 40 transducers. Those transducers will be a mixture of voltage and current transducers, whereby the current transducers are associated to a particular voltage source in the factory configuration. In order to accurately measure energy, the EMP requires a set of VTs for each voltage service-source that CTs are placed on.

The EMP may be configured for multiple services, whereby related VTs and CTs are associated in the factory configuration, by means of the building wiring chart, to form each meter node.

The EMP is available in two versions as identified below:

EMP-I	Old style
EMP-II	New style

The maximum number of VTs is determined by the number of service sources entering the EMP panel, and limited to the number of associated CTs (one VT for each CT).

The EMP is more commonly configured for a one-to-many relationship between VTs and CTs, whereby all meters are supplied by the same service configuration.

CTs must be correctly associated with their service VTs as per the wiring chart and factory configuration in order to accurately meter power and energy consumption.

For network metering in a four-wire wye service, three voltage transducers are connected in a three line-to-neutral configuration.

Le MSÉ (module de surveillance énergétique) assure les fonctions de mesure en kW·h. Par multiplexage et calcul, le MSÉ peut mesurer séquentiellement les signaux en provenance d'au plus de 40 transducteurs répartis en transducteurs de tension et de courant associés à une source particulière de tension lors de la configuration en usine. Pour mesurer l'énergie avec exactitude, le MSÉ utilise un groupe de transducteurs de tension à chaque source de tension de service à laquelle le transducteur de courant est associé.

Le MSÉ peut être programmé en fonction de multiples tensions de service, auxquelles les transducteurs de tension et les transducteurs de courant sont associés lors de la configuration en usine, conformément au schéma de câblage du bâtiment, pour former des noeuds de compteurs.

Le MSÉ est disponible en deux versions. Voir ci-dessous.

MSÉ-I	Ancien style
MSÉ-II	Nouveau style

Le nombre maximal de TT est établi en fonction du nombre de sources de tension de service entrant dans le tableau du MSÉ et est limité au nombre de TC associés (un TT pour chaque TC).

Le MSÉ est habituellement configuré pour un rapport entre les TT et les TC de un à plusieurs, par lequel tous les compteurs sont alimentés au moyen de la même configuration de service.

Les TC doivent être correctement associés à leur TT de service conformément au schéma de câblage et à la configuration effectuée en usine afin de mesurer avec exactitude la consommation de puissance et d'énergie électriques.

Pour la mesure de circuits en réseau à quatre fils montés en étoile, chacun des trois TT est raccordé suivant l'une des trois configurations de tension phase-neutre ou de tension ligne à ligne.

Fewer voltage transducers may be required for other configurations. For example, with two voltage transducers, 19 separate 2-element circuits can be metered by each EMP.

Both three-wire network and single phase circuits are metered by the "two-wattmeter" method. Data sampled from each meter node is stored within non-volatile memory.

The EMP consists of four distinct components:

- a) a multiplexer, which acts as a switch that, in response to microprocessor commands, passes transducer signals to the analog-to-digital subsystem;
- b) an analog-to-digital converter which converts the continuous current and voltage transducer signals into discrete numbers (digital signals) which can be analyzed by the microprocessor;
- c) a microprocessor, which controls the operation of the entire measurement process within the EMP;
- d) a local area network interface which is the communications channel between the EMP and the on-site host computer.

The EMP incorporates an EMP/Radian standard interface which generates a synchronizing pulse to start and stop the Radian standard synchronized to the EMP scan. This permits verification of the system.

The EMP specifications are as follows:

Auxiliary Supply:

100, 115, 220, 230, 240 V (ac)
(jumper selectable)

Frequency: 47 to 63 Hz

Burden: 95 watts

Un nombre moins élevé de TT peut être requis pour d'autres configurations. Par exemple, dans le cas de deux TT, 19 circuits distincts à deux éléments peuvent être mesurés par chaque MSÉ.

Les réseaux à trois fils et les circuits monophasés sont mesurés par la méthode des «deux wattmètres». Les données recueillies de chaque node de compteurs sont stockées dans une mémoire rémanente.

Le MSÉ est constitué de quatre éléments distincts :

- a) un multiplexeur qui joue le rôle de commutateur et qui, en réaction aux commandes du microprocesseur, transmet les signaux des transducteurs vers le sous-système analogique-numérique;
- b) un convertisseur analogique-numérique qui convertit les signaux continus des transducteurs de courant et de tension en nombres discrets (signaux numériques) que le microprocesseur analyse.
- c) un microprocesseur qui commande le déroulement de tout le processus de mesure à l'intérieur du MSÉ;
- d) une interface réseau local qui constitue le moyen de communication entre le MSÉ et l'ordinateur central sur place.

Le MSÉ comprend une interface d'étalon Radian qui produit une impulsion de synchronisation visant à amorcer et à interrompre l'étalon Radian synchronisé avec le lecteur du MSÉ. Il est ainsi possible de vérifier le système.

Le MSÉ présente les caractéristiques suivantes :

Alimentation auxiliaire :

100, 115, 220, 230 et 240 V (c.a.)
(sélection par cavalier)

Fréquence : 47 à 63 Hz

Consommation : 95 watts

The EMP can be a stand-alone device with local display, or operate as part of a network. The local area network (LAN) consists of all EMP's in the system and the on-site host computer.

A Host computer (PC computer) can act as a coordinator for all EMPs' data. On any one "comport" (serial, IP address, etc.), the Host can manage up to 255 EMP's (for a total metering capacity of 4845 three-wire single phase or delta poly-phase meter nodes (2-El "circuits"); or 4590 network meter nodes (2-El of 3ph/4w); or 3060 four-wire poly-phase meter nodes).

The Host does not contribute to the metrological functions of the system, and merely acts as a tele-metering coordinator (collects stored data from EMPs) and network status observer. As a result, the Host computer itself does not require verification.

Communications between the host computer and the remote billing host may be done by standard telephone lines, LAN/Internet, or by other communications technology (typically, once per billing period). During this communication, the on-site host computer transmits all consumption data for each node in the system as well as the error log that may exist for each EMP.

The on-site host computer enables the operator to query local area network status, consumption data, specific information regarding status of any consumption node and any errors which have occurred in the system.

The metering system permits factory and user programmable features for demand measurements of kW and kVA. The system may be programmed for sliding window or block interval demand as well as for the demand interval.

Le MSÉ peut être un appareil autonome avec affichage local ou faire partie d'un réseau. Le réseau local (LAN) comprend tous les MSÉ du système et l'ordinateur central sur place.

Un ordinateur central (ordinateur personnel) peut servir pour coordonner l'ensemble des données des MSÉ. Sur l'un ou l'autre des ports de communication (série, adresse IP, etc.), l'ordinateur central peut prendre en charge jusqu'à 255 MSÉ (pour une capacité de mesure totale de 4845 nodes de compteurs monophasés à trois fils ou polyphasés montés en triangle (circuits à 2 éléments); ou 4590 nodes de compteurs montés en réseau (circuits triphasés à 2 éléments/4 fils); ou 3060 nodes de compteurs polyphasés à 4 fils).

L'ordinateur central ne contribue pas aux fonctions métrologiques du système et doit simplement agir comme coordonnateur de la télémessure (recueille les données provenant des MSÉ) et d'observateur de l'état du réseau. En conséquence, l'ordinateur central lui-même n'exige pas de vérification.

Les communications entre l'ordinateur central sur place et l'ordinateur de facturation à distance se font par ligne téléphonique normale, LAN/Internet ou par d'autres techniques de communication (habituellement une fois par période de facturation). Au cours de ces communications, l'ordinateur central transmet toutes les données de consommation de chaque noeud du système, ainsi que l'éventuel journal des erreurs de chaque MSÉ.

L'ordinateur central sur place permet à l'utilisateur de consulter l'état du réseau, les données de consommation, des données précises relatives à l'état de tout node de consommation et les erreurs qui se sont produites dans le système.

Le système de mesure permet la programmation à l'usine et par l'utilisateur des caractéristiques métrologiques permettant la mesure de la puissance appelée en kW et en kVA. Le système peut être programmé pour mesurer par fenêtre mobile ou par intervalle d'intégration.

The system, when metering both the bulk metering applications and the sub-metering applications can measure co-incidental peak demand by means of synchronizing signal which is broadcasted across the local area network to each EMP.

The system employs one or more of the following displays:

- PC based display (two available options),
- Network terminal display,
- Liquid crystal display (LCD), and
- Multiple display.

At least one of these displays shall be installed in a location accessible to the consumers being metered. The consumer is thereby able to interrogate the on-site host computer for specific data relating to his/her individual consumption and, if time-of-use metering is being used, the date, time and time-of-use (TOU) descriptor.

A consumer enters his/her personal identification number and the display shows the date, time, TOU descriptor (if applicable) and "****.*** kW·h".

Time-Of-Use Descriptor:

The TOU Descriptor indicates the present TOU period and type of day as follows:

Off-peak	- Off
Shoulder 1	- Sh1
Shoulder 2	- Sh2
On-peak	- On
Weekday	- Wkday
Weekend	- Wkend
Holiday	- Hol

The TOU descriptor is followed by a dollar sign (\$) to indicate the information as being in the current billing period.

Lorsque le système est utilisé avec des applications de mesure de vrac et de comptage divisionnaire, il peut mesurer les puissances appelées de pointe coïncidentes au moyen d'un signal de synchronisation transmis à chaque MSÉ dans l'ensemble du réseau local.

Le système utilise un ou plusieurs des dispositifs d'affichage suivants :

- Dispositif d'affichage piloté par PC (deux options possibles);
- Dispositif d'affichage du terminal du réseau;
- Dispositif d'affichage à cristaux liquides;
- Dispositif d'affichage multiple.

Au moins un de ces dispositifs doit être installé à un endroit accessible par le consommateur. Ce dernier peut ainsi interroger l'ordinateur central pour obtenir des données relatives à sa propre consommation et, si la mesure est effectuée en fonction du temps d'utilisation, la date, l'heure et le descripteur du temps d'utilisation.

Le consommateur entre son numéro d'identification et le dispositif d'affichage indique la date, l'heure, le descripteur du temps d'utilisation (s'il y a lieu) et «****.*** kW·h ».

Descripteur du temps d'utilisation:

Le descripteur du temps d'utilisation indique la période d'utilisation et le type de jour comme suit :

Hors pointe	- Off
Transition 1	- Sh1
Transition 2	- Sh2
Pointe	- On
Jour de semaine	- Wkday
Fin de semaine	- Wkend
Congé férié	- Hol

Le descripteur du temps d'utilisation est suivi du signe dollar (\$) afin d'indiquer que les données correspondent à la période de facturation courante.

The following are summary descriptions of the displays:

PC based display:

This display utilizes a personal computer (PC). The display offers two options, the first being an emulated version of the liquid crystal display (see LCD). The second option provides a menu display which allows access to the consumer's energy consumption and demand.

Network terminal display:

Essentially, the network terminal display is the same as above, except that the keyboard is replaced by a cursor pad. The consumer may gain read only entry to the data via an access code.

LCD:

This display may be incorporated within the outer door of the EMP cabinet, or provided as a separate display unit.

For the "Old-style" EMP, the LCD unit consists of a ten-key keypad and a display consisting of two lines of twenty characters each.

For the "New-Style" EMP, the LCD unit consists of a three-key keypad and a display consisting of two lines of forty characters each.

Multiple display:

These displays consist of a number of remote displays linked via a communications local area network. Multiple displays allow for expanded access by consumers at the site being metered.

Voici une brève description de chaque type d'affichage:

Dispositif d'affichage piloté par PC :

Ce dispositif d'affichage utilise un ordinateur personnel (PC). Il offre deux options, la première est une version émulée de l'affichage à cristaux liquides (voir affichage à cristaux liquides). La seconde option offre l'affichage d'un menu qui permet un accès à la consommation en énergie et à la demande du client.

Dispositif d'affichage du terminal de réseau :

Essentiellement, le dispositif d'affichage du terminal du réseau est identique à celui décrit ci-dessus, sauf que le clavier est remplacé par un bloc curseur. Le consommateur peut utiliser un code d'accès afin de consulter les données.

Dispositif d'affichage à cristaux liquides :

Le dispositif peut être installé sur la porte extérieure du boîtier du MSÉ ou fourni comme dispositif d'affichage distinct.

Le dispositif d'affichage à cristaux liquides de l'« ancien modèle » de MSÉ comporte un clavier de dix touches et un afficheur à deux lignes de vingt caractères chacune.

Le dispositif d'affichage à cristaux liquides du « nouveau modèle » de MSÉ comporte un clavier à trois touches et un afficheur à deux lignes de quarante caractères chacune.

Affichage multiple :

Ces dispositifs d'affichage sont constitués de multiples afficheurs connectés en réseau (réseau local) de communication. L'affichage multiple permet aux consommateurs d'avoir un accès élargi au système de mesure.

Additional Specifications (except as otherwise stated):

Operating Temperature: -40°C to +53°C
 Auxiliary Supply:
 115 V (ac) RMS \pm 10% 47 to 63 Hz
 Baud Rate: 1200, 9600
 Firmware Versions:
 3.0, 3.5, 4.0, 5.0, 6.0 and 7.1 (for
 explanation see "Meter Manager System
 Identification", Figure 2)

The inner cover of the EMP enclosure shall be sealed and the outer cover can be sealed by the contractor.

The outer cover hinge of the EMP-II is fully welded.

For further information regarding design, construction, theory of operation, calibration, installation and use, consult manufacturer's manuals, etc. or consult the manufacturer or his agent(s).

REVISIONS

Original **Issued Date: 1989-07-19**

Rev. 1 **Issued Date: 1990-04-10**

The purpose of revision 1 was to include the addition of a test interface circuit.

Rev. 2 **Issued Date: 1991-04-16**

The purpose of revision 2 was to include two additional current ratings (200 A, 400 A) and one additional voltage rating (347 V). Various hardware, firmware and mechanical modifications as well as the 3Ø 3 wire delta and 3Ø 4 wire wye circuits were included.

Autres caractéristiques (sauf indication contraire):

Température de fonctionnement : -40 °C à +53 °C
 Alimentation auxiliaire :
 115 V(c.a.) eff. \pm 10 % de 47 à 63 Hz
 Débit en bauds : 1200, 9600
 Versions du microprogramme :
 3.0, 3.5, 4.0, 5.0, 6.0 et 7.1 (pour plus de
 détail, consulter la figure 2, Identification du
 système « Meter Manager ».)

Le couvercle intérieur de boîtier du MSÉ doit être scellé et le couvercle extérieur peut être scellé par le fournisseur.

La charnière du couvercle extérieur du boîtier du MSÉ - II est soudée.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur la conception, la construction, les principes de fonctionnement, l'étalonnage, l'installation et l'utilisation de l'appareil, consulter les manuels ou la documentation du fabricant, ou s'adresser au fabricant ou à ses agents.

RÉVISIONS

Original **Date d'émission : 1989-07-19**

Rév. 1 **Date d'émission : 1990-04-10**

La révision 1 visait à ajouter un circuit d'interface d'essai.

Rév. 2 **Date d'émission : 1991-04-16**

La révision 2 visait à ajouter deux valeurs de courant nominal (200 A et 400 A) et une valeur de tension nominale (347 V). Étaient également incluses diverses modifications du matériel, du microprogramme et des modifications mécaniques, ainsi que des modifications des circuits triphasés à trois fils montés en triangle et des circuits triphasés à quatre fils montés en étoile.

Rev. 3 Issued Date: 1992-07-19

The purpose of revision 3 was to include the demand and time-of-use functions as well as one additional current rating (5A).

Rev. 4 Issued Date: 1993-10-07

The purpose of revision 4 was to include three additional current ratings (2A, 10A, 125A) and five additional voltage ratings (240V, 277V, 416V, 480V, 600V).

Rev. 5 Issued Date: 1996-10-25

The purpose of revision 5 was to include various hardware and mechanical changes as well as a repackaging of the current transducers.

Rev. 6 Issued Date: 1998-06-10

The purpose of revision 6 was to include firmware version 6.0 which allows for expanded memory so as to increase storage data.

Rev. 7 Issued Date: 1998-07-16

The purpose of revision 7 was to include firmware version 5.0

Rev. 8 Issued Date: 2001-03-02

The purpose of revision 8 was to include a new display unit.

Rev. 9 Issued Date: 2005-09-22

The purpose of revision 9 was to include a change in the mounting of the current transformer on the 5A Interposing Transducer printed circuit board. The current transformer has been mounted vertically, instead of horizontally. The revised PCB uses plugs in place of terminals for interconnections.

Rév. 3 Date d'émission : 1992-07-19

La révision 3 visait à ajouter les fonctions de mesure de puissance appelée et de mesure par temps d'utilisation ainsi qu'une autre valeur de courant nominal (5 A).

Rév. 4 Date d'émission : 1993-10-07

La révision 4 visait à ajouter trois valeurs de courant nominal (2 A, 10 A et 125 A) et cinq valeurs de tension nominale (240 V, 277 V, 416 V, 480 V et 600 V).

Rév. 5 Date d'émission : 1996-10-25

La révision 5 visait à incorporer diverses modifications de matériel et des modifications mécaniques, et de décrire le nouveau conditionnement des transducteurs de courant.

Rév. 6 Date d'émission : 1998-06-10

La révision 6 visait à inclure la version 6.0 du microprogramme de même qu'une mémoire d'expansion pour augmenter la capacité de stockage des données.

Rév. 7 Date d'émission : 1998-07-16

La révision 7 visait à inclure la version 5.0 du microprogramme.

Rév. 8 Date d'émission : 2001-03-02

La révision 8 visait à inclure un nouveau dispositif d'affichage.

Rév. 9 Date d'émission : 2005-09-22

La révision 9 visait à inclure une modification du montage du transformateur de courant 5A sur la carte de circuits imprimés « Interposing Transducer ». Les transformateurs ont été montés verticalement plutôt que horizontalement. La nouvelle carte de circuits imprimés emploie des fiches pour les interconnexions au lieu de bornes.

Rev. 10 Issued Date: 2007-02-14

The purpose of revision 10 was to approve the use of one set of Potential transformers by two co-located EMP panels. Also to restrict the Meter Manager's use in certain applications.

Rev. 11 Issued Date: 2007-05-22

The purpose of revision 11 was to include a new nameplate.

Rev. 12

The purpose of revision 12 is to include a new firmware which allows for the removal of the restrictions of revision 10 on delta metering 3 phases, 3 wires where loading could exceed 0.5 power factor and reverse accumulation. Revision 12 also includes one additional voltage rating 208V for 3 phase 3 wire metering.

EVALUATED BY

Bissagar Fred, Original and Rev. 1 to Rev. 06
Senior Legal Metrologist

Maranda Michel, Rev. 07
Acting Technical Coordinator

Gagné Alain, Rev. 08
Legal Metrologist

Rozeboom Michael, Rev. 09, Rev. 10
Legal Metrologist

Brown Michael, Rev. 11
Junior Legal Metrologist

Abderrahmane Cherradi, Rev. 12
Junior Legal Metrologist

Rév. 10 Date d'émission : 2007-02-14

La révision 10 visait à approuver l'utilisation d'un groupe de transformateurs de tension pour deux panneaux MSÉ colocalisés. Et également à restreindre sont utilisation dans certaine condition.

Rév. 11 Date d'émission : 2007-05-22

La révision 11 visait à inclure une nouvelle plaque signalétique.

Rév. 12

La révision 12 vise à inclure un nouveau progiciel afin de retirer les restrictions, dans la révision 10, sur la configuration triangle 3 phases, 3 fils à un facteur de puissance excédant 0.5 et en cas de flux inverse d'énergie. Égale elle vise à inclure le mesurage à 208V, trois phase, 3 fils.

ÉVALUÉ PAR

Bissagar Fred, Originale, Rév. 1 à Rév. 06
Métrologiste légal principal

Maranda Michel, Rév. 07
Coordonateur technique intérimaire

Gagné Alain, Rév. 08
Métrologiste légal

Rozeboom Michael, Rév. 09, Rév. 10
Métrologiste légal

Brown Michael, Rév. 11
Métrologiste légal junior

Abderrahmane Cherradi, Rév. 12
Métrologiste légal junior

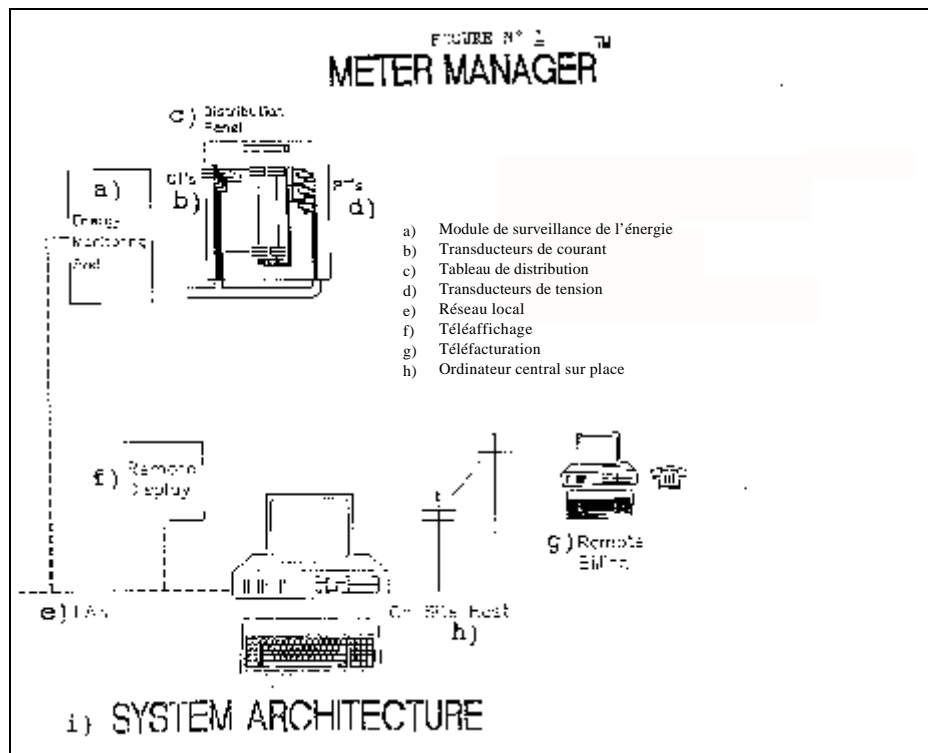


Figure n°2
Meter Manager System Identification
Identification du système Meter Manager

S/N: YXX - EMPXX
VER - 3.5 MMXXXX

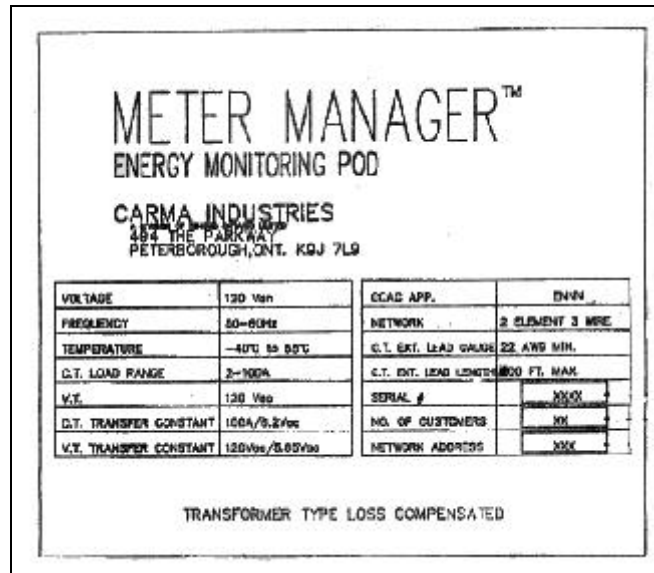
EPROM LABEL
Étiquette EPROM

Legend/Légende:

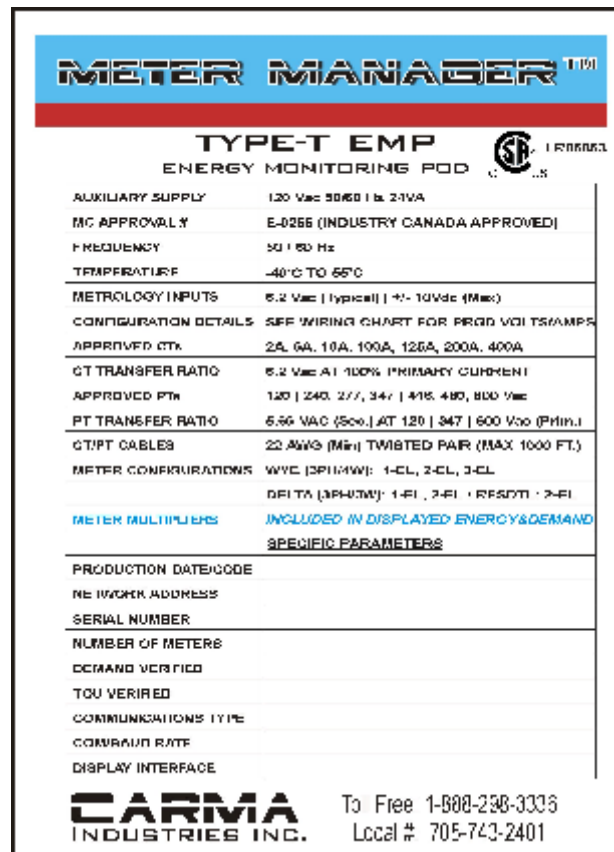
Y = Alphabetic/alphabétique
X = Numeric/numérique

Definition/Définition :

- S/N: YXX - In house serial number / Numéro de série interne
EMPXX - Energy monitoring pod network address / Adresse du réseau du module de surveillance énergétique (YXX EMPXX marked also in serial number space on door nameplate / YXX EMPXX inscrit également dans l'espace réservé au numéro de série sur la plaque signalétique de la porte)
- VER-3.5 - Firmware version / Version de la microprogrammation
MMXXXX - Meter Manager variation number (in-house control number used to identify transducer scaling factors burnt into PROM / Autre numéro du système Meter Manager (numéro de contrôle interne servant à identifier les facteurs d'échelle des transducteurs gravés en mémoire morte programmable (PROM))



Original Name Plates (EMP-I only)
Plaque signalétique originale (MSÉ-I seulement)

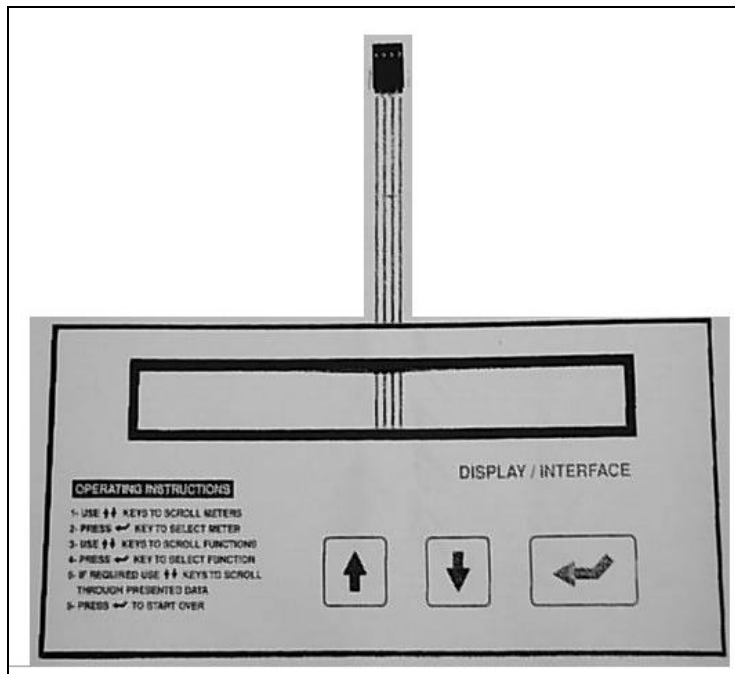


Rev. 11, Name Plate – Change Name to “Type-T”

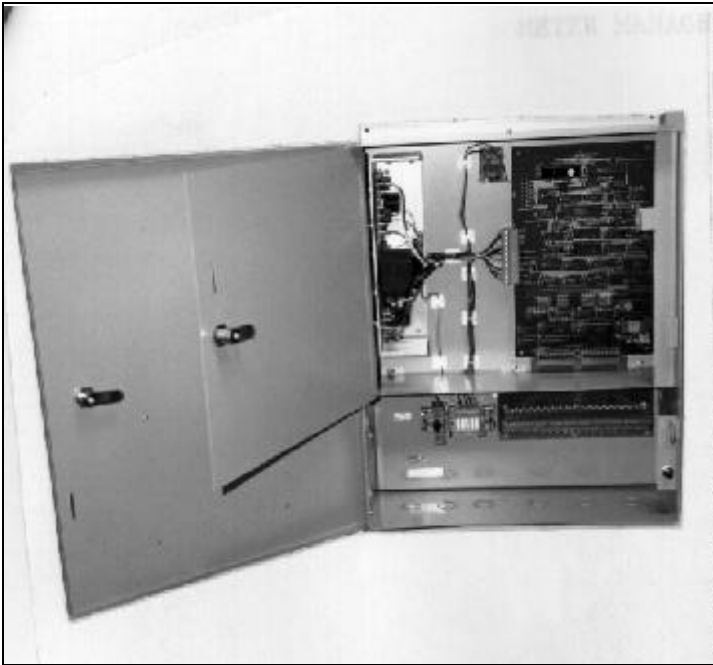
Rév. 11, Plaque signalétique – Changement de nom pour “Type-T”



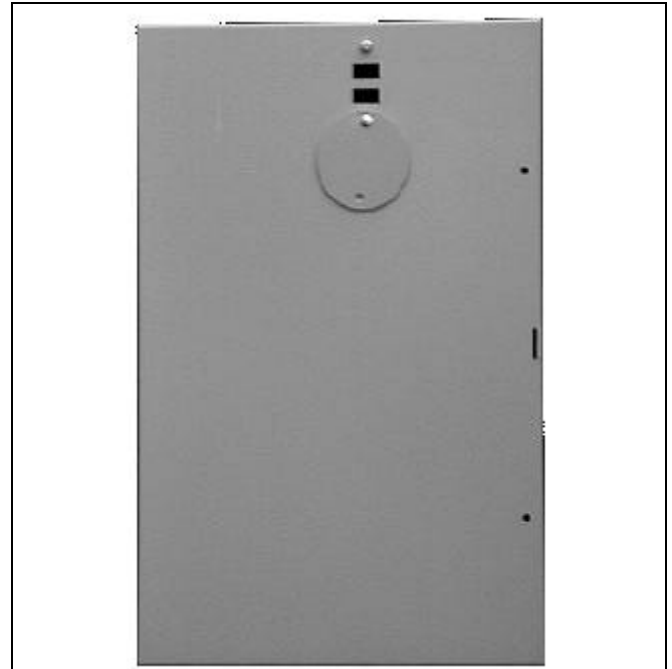
Original EMP-I Display Unit
Dispositif d'affichage originale, MSÉ-I



Rev. 8, EMP-II display unit
Rév. 8, Dispositif d'affichage du MSÉ-II



Rev. 1, EMP-I – Doors open
Rév. 1, MSÉ-I – Portes ouvertes



Rev. 5, EMP-II – Removable Logic Module
Rév. 5, MSÉ-II – Module logique détachable



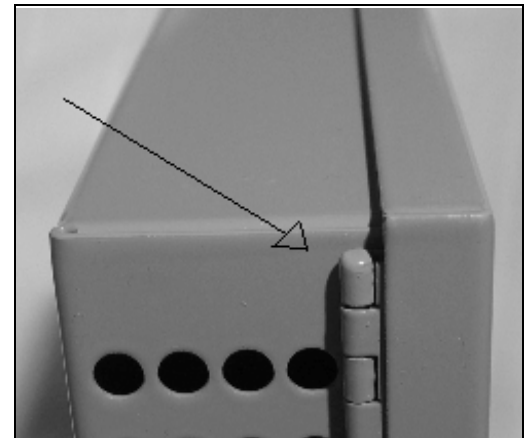
Rev.1, EMP-I – Old Layout, Doors close
Rév.1, MSÉ-I – Configuration originale, Portes fermées



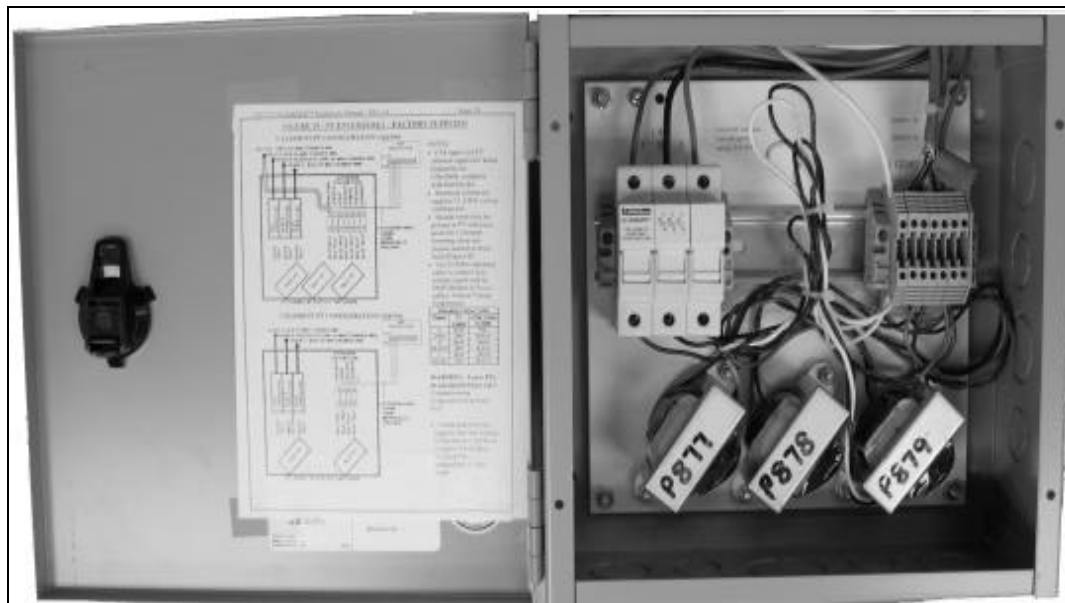
Rev. 5, EMP-II – New Layout, Doors open
Rév. 5, MSÉ-II – Nouvelle configuration, portes ouvertes



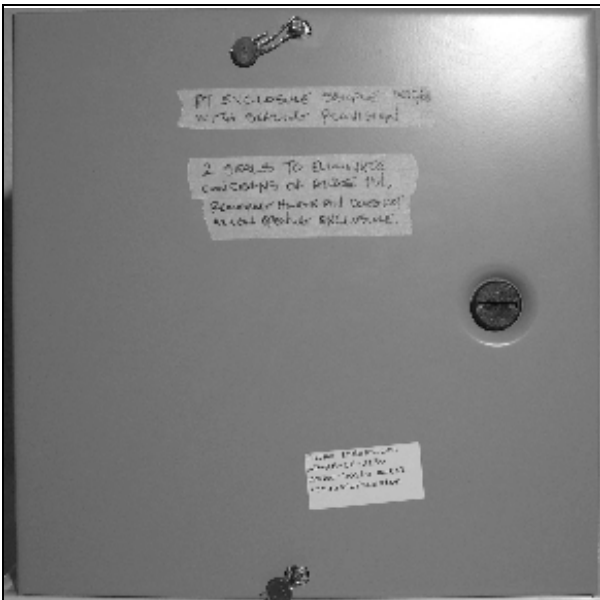
Rev. 2, EMP-I – Display Unit (New)
Rév. 2, MSÉ-I – Nouveau dispositif d’affichage



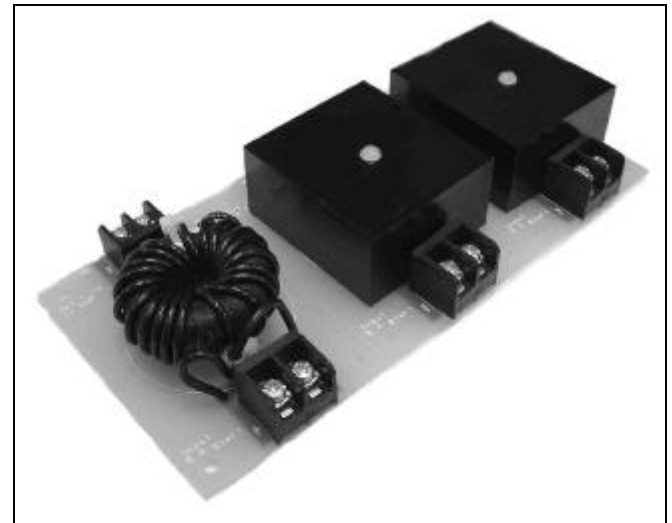
Rev 12, fully welded hinge
Rév 12, charnière soudée



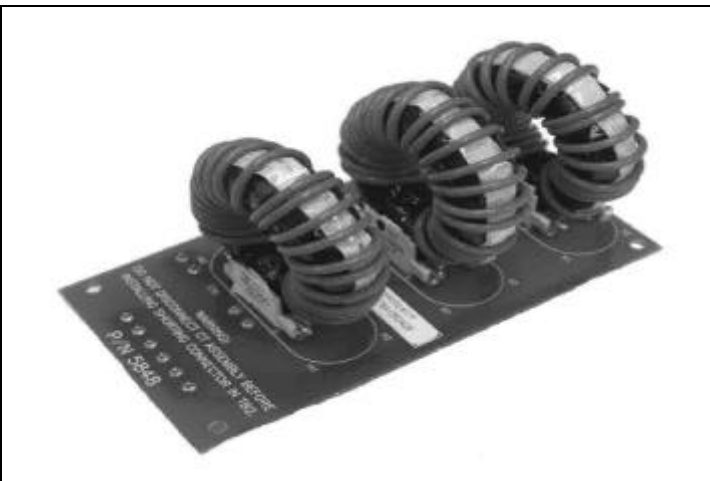
Rev. 10, Voltage (Potential) Transformers
Rév. 10, Transformateurs de tension



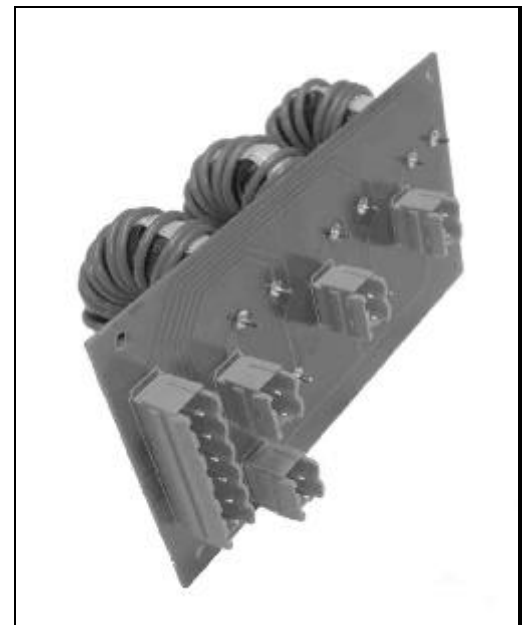
Rev. 12, Voltage transformer sealing
Rév. 12, Scéllage du transformateur de tension



Rev. 3, Interposing Transducer PCB, Old layout [Rev. A]
Rév. 3, Carte de circuits imprimés « Interposing Transducer », ancienne configuration [Rev. A]



Rev. 9, Interposing Transducer PCB, New Layout [Rev. C] Top View
Rév. 9, Carte de circuits imprimés «Interposing Transducer», nouvelle configuration [Rev. C] Vue du dessus



Rev. 9, Interposing Transducer PCB, New Layout [Rev. C] Bottom View
Rév. 9, Carte de circuits imprimés «Interposing Transducer», nouvelle configuration [Rev. C] Vue du dessous

APPROVAL:

The design, composition, construction and performance of the meter type(s) identified herein have been evaluated in accordance with regulations and specifications established under the *Electricity and Gas Inspection Act*. Approval is hereby granted accordingly pursuant to subsection 9(4) of the said Act.

The sealing, marking, installation, use and manner of use of meters are subject to inspection in accordance with regulations and specifications established under the *Electricity and Gas Inspection Act*. The sealing and marking requirements are set forth in specifications established pursuant to section 18 of the *Electricity and Gas Inspection Regulations*. Installation and use requirements are set forth in specifications established pursuant to section 12 of the Regulations. Verification of conformity is required in addition to this approval for all metering devices excepting instrument transformers. Inquiries regarding inspection and verification should be addressed to the local inspection office of Industry Canada.

Original copy signed by:

Adnan Rashid
Senior Engineer – Electricity Measurement
Engineering and Laboratory Services Directorate

APPROBATION :

La conception, la composition, la construction et le rendement du(des) type(s) de compteurs identifié(s) ci-dessus, ayant fait l'objet d'une évaluation conformément au Règlement et aux normes établis en vertu de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz*, la présente approbation est accordée en application du paragraphe 9(4) de ladite Loi.

Le scellage, l'installation, le marquage et l'utilisation des compteurs sont soumis à l'inspection conformément au Règlement et aux normes établis en vertu de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz*. Les exigences de scellage et de marquage sont définies dans les normes établies en vertu de l'article 18 du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*. Les exigences d'installation et d'utilisation sont définies dans les normes établies en vertu de l'article 12 du Règlement. Sauf dans les cas des transformateurs de mesure, une vérification de conformité est requise en plus de la présente approbation. Toute demande de renseignements relative à l'inspection et à la vérification de conformité doit être adressée au bureau local d'Industrie Canada.

Copie authentique signée par:

Adnan Rashid
Ingénieur principal – Mesure de l'électricité
Direction de l'ingénierie et des services de laboratoire

Date : **2009-01-21**

Web Site Address / Adresse du site Internet
<http://mc.ic.gc.ca>