Office de la Propriété Intellectuelle du Canada
Un organisme d'Industrie Canada

Canadian Intellectual Property Office
An agency of Industry Canada

CA 2936212 A1 2018/01/14

(21) 2 936 212

(12) DEMANDE DE BREVET CANADIEN
CANADIAN PATENT APPLICATION

(13) A1

(22) Date de dépôt/Filing Date: 2016/07/14

(41) Mise à la disp. pub./Open to Public Insp.: 2018/01/14

(51) Cl.Int./Int.Cl. *G01R 31/02* (2006.01)

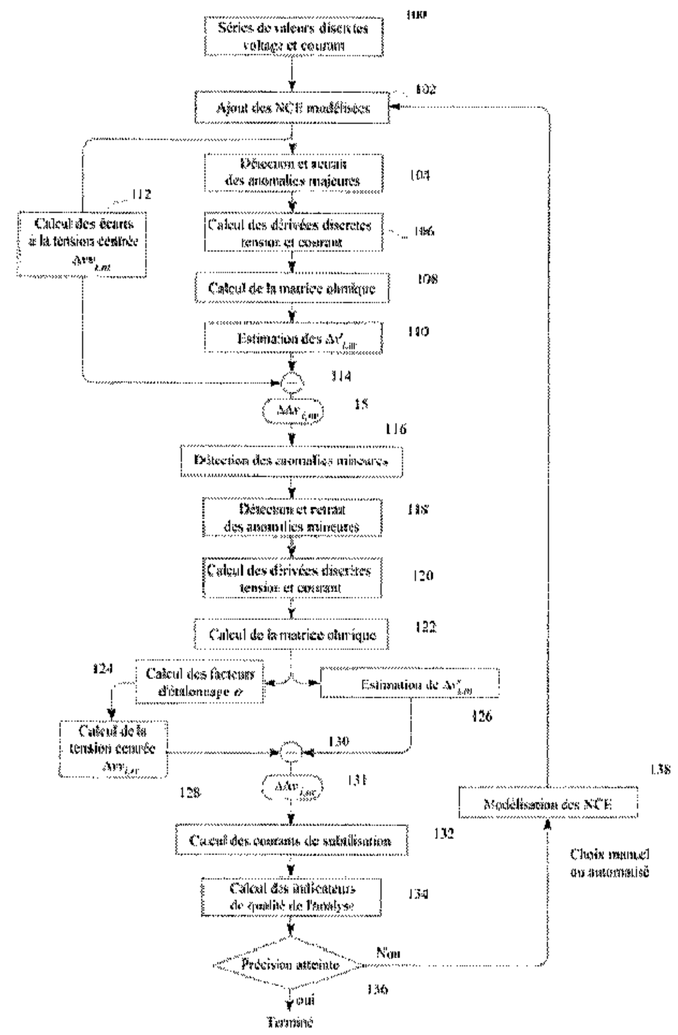
(71) Demandeur/Applicant:
HYDRO-QUEBEC, CA

(72) Inventeurs/Inventors:
LEONARD, FRANCOIS, CA;
ZINFLOU, ARNAUD, CA;
BOUFFARD, ALEXANDRE, CA;
VIAU, MATHIEU, CA...

(74) Agent: MORIN, LUC

(54) Titre : DETECTION DE NON-CONFORMITES ELECTRIQUES PAR OBSERVATION D'ECARTS A UNE MODELISATION DE RESEAU

(54) Title: DETECTION OF ELECTRICAL NONCONFORMITY BY OBSERVATION OF DIFFERENCES FROM A NETWORK MODEL



(57) Abrégé/Abstract:
Une méthode de détection de non-conformités électriques dans un réseau basse tension est divulguée. Une mesure découlant de données fournies par un compteur intelligent est comparée à un modèle du réseau basse tension construit à partir d'un historique

CA 2936212 A1 2018/01/14

(21) 2 936 212

(13) A1

(57) Abrégé(suite)/Abstract(continued):
de mesures de compteurs intelligents. Le modèle utilise une matrice de fonction de transfert et une matrice ohmique caractérisant le réseau. Des différences de mesures dans le temps et entre compteurs sont comparées pour détecter une non-conformité électrique susceptible de représenter un cas de subtilisation d'énergie.

ABRÉGÉ

Une méthode de détection de non-conformités électriques dans un réseau basse tension est divulguée. Une mesure découlant de données fournies par un compteur intelligent est comparée à un modèle du réseau basse tension construit à partir d'un historique de mesures de compteurs intelligents. Le modèle utilise une matrice de fonction de transfert et une matrice ohmique caractérisant le réseau. Des différences de mesures dans le temps et entre compteurs sont comparées pour détecter une non-conformité électrique susceptible de représenter un cas de subtilisation d'énergie.

DÉTECTION DE NON-CONFORMITÉS ÉLECTRIQUES PAR OBSERVATION D'ÉCARTS À UNE MODÉLISATION DE RÉSEAU

DOMAINE DE L'INVENTION

L'invention porte en général sur une méthode de traitement de mesures de consommation fournies par des compteurs censés être rattachés à un même réseau, et notamment sur une méthode de détection de non-conformités électriques (NCE) où une mesure est comparée à un modèle de réseau basse tension construit à partir d'un historique de mesures de compteurs intelligents.

CONTEXTE

Les données transmises par des compteurs intelligents contiennent de l'information pouvant être utile pour effectuer une détection de non-conformités électriques. Non seulement les mesures prises par les compteurs intelligents sont précises, synchronisées et abondantes, elles comprennent des mesures qui couvrent deux aspects pour analyser un modèle, soit l'input, un courant débité par un compteur, et l'output, une tension mesurée au compteur. Pour *I* compteurs raccordés à un même transformateur, nous obtenons *I* inputs et *I* outputs, ce qui donne un système d'équations déterminé, en autant que la tension d'alimentation de ligne à laquelle est rattaché le transformateur basse tension est constante. Or, dans la réalité, la tension de ligne varie considérablement et rapidement : elle apparait être une inconnue additionnelle. De plus, il peut y avoir des compteurs électromécaniques qui, rattachés à un transformateur, font en sorte que le système d'équations est sous-déterminé pour le réseau du transformateur. Enfin, les NCE viennent aussi ajouter des inconnues au système d'équations. C'est pourquoi jusqu'ici, les méthodes et systèmes proposés ne peuvent prétendre générer un modèle de réseau basse tension suffisamment précis pour détecter et quantifier les NCE. Les brevets et demandes de brevets suivants donnent des exemples de méthodes et systèmes de détection de subtilisation proposés jusqu'ici : US20100007336 (de Buda), US20140236506 (Nikovski et al.), US20140368189 (Bernheim et al.), US20150241488 (Sonderegger), US20160035049 (Vinodini et al.), US20160054364 (Chen et al.), US6633823 (Bartone et al.), US7936163 (Lee), US7986246 (Angelis et al.), US8818742 (Ansari), US9013173 (Veillette), US9122618 (Hugues), et WO2013086631 (Hughes). Les brevets et demandes de brevets suivants donnent des exemples de méthodes et systèmes d'analyse de topologie proposés jusqu'ici : EP2869422 (Maximini et al.), US20090281679 (Taft et al.), US20140317258 (Riley), US20150149128 (Baone et al.), US20150278410 (Kumar et al.), US9094430 (Wang),

US9189822 (Conant et al.), US9214836 (Flammer), US9285242 (Arya et al.), WO2014130366 (Hansell et al.), WO2014185921 (Marinakis), WO2015120141 (Shima) et WO2015130819 (Sonderreger).

SOMMAIRE

Ce qui suit fournit un aperçu de certaines caractéristiques possiblement préférables de l'invention qui doivent être considérées de manière non restrictive et qui seront décrites plus en détails ci-après.

Selon une réalisation de la présente invention, il est proposé une méthode de modélisation d'un réseau basse tension raccordé à un même transformateur pour une détection de NCE. Dans un premier temps, la méthode décrite dans la demande CA 2,915,674 portant sur la « mise à jour d'une topologie d'un réseau de distribution par réattribution successive des compteurs » peut être utilisée pour s'assurer de la véracité du lien d'appariement compteur-transformateur. Pour la modélisation, le problème de la variation de tension de ligne est résolu en traitant le signal électrique en double différentielle, c'est-à-dire en comparant les différences de mesures électriques à la fois dans le temps et entre les compteurs. Le résultat de la modélisation est une fonction de transfert matricielle (aussi appelée matrice de fonction de transfert) qui offre plusieurs utilités et à partir de laquelle nous déterminons une matrice ohmique caractérisant le réseau basse tension. Différents moyens de calcul de cette fonction de transfert sont proposés. La matrice ohmique comprend toutes les valeurs de résistance rattachant les compteurs entre eux mais pas les valeurs de résistance en amont du premier rattachement de compteur par rapport au transformateur. La matrice ohmique peut être utilisée pour calculer les différences de tensions entre compteurs à partir des courants mesurés par ceux-ci. Ces différences de tension calculées, lorsqu'elles sont comparées à celles mesurées, donnent des écarts de tension représentatifs des charges transitées par les NCE et des compteurs électromécaniques. L'inverse de la matrice ohmique, une pseudo-inverse ou l'inverse de sa diagonale, multiplié par les écarts de tension, donne une estimation des courants correspondant aux NCE et compteurs électromécaniques. La dispersion calculée pour chaque élément de la matrice de fonction de transfert donne une matrice de dispersion. Cette matrice permet de détecter et caractériser des NCE en donnant un indice de reproductibilité de la réponse en tension des compteurs en fonction d'une modulation de charge de l'un de ceux-ci. Nous proposons aussi une matrice de corrélation et une matrice de cohérence comme moyen de caractérisation de NCE. La modélisation d'une NCE présente, par exemple, dans le cas d'une dérivation, en ajoutant le courant de subtilisation estimé en amont du calcul de la fonction de transfert, permet de confirmer la modélisation selon une

réduction d'un résidu de variation de tension entre la tension estimée par le modèle et la tension mesurée. Dans le cas d'un contournement, on multiplie le courant mesuré au compteur par un facteur de contournement avant d'introduire le résultat comme valeur mesurée. Comme plus d'une NCE peut être présente et comme il subsiste possiblement des compteurs électromécaniques, une addition des modélisations est souhaitable. Cependant, dans des cas sévères où la proportion de subtilisation est importante et plus particulièrement lorsque les moyens de subtilisation varient dans le temps de façon imprévisible et qu'il n'est pas possible de déterminer précisément les quantités subtilisées, les acteurs de subtilisation peuvent être identifiés. Le cas d'une erreur d'appariement compteur-transformateur du plan présente dans la base de données de topologie ou le cas d'échange illicite de compteurs entre des sites de consommation n'est pas considéré comme une anomalie liée à une non-conformité électrique, mais si un tel cas est observé par la méthode proposée, il peut être rapporté.

DESCRIPTION BRÈVE DES DESSINS

Une description détaillée des réalisations préférées de l'invention sera donnée ci-après en référence avec les dessins suivants:

Figure 1 est un diagramme schématique illustrant une dérivation en amont d'un compteur.

Figure 2 est un diagramme schématique illustrant un contournement d'un compteur.

Figure 3 est un diagramme schématique illustrant un problème de raccordement aérien ou de point chaud dans une connexion d'embase d'un compteur.

Figure 4 est un diagramme schématique illustrant un contournement sur dérivation.

Figure 5 est un diagramme schématique unifilaire d'un réseau de distribution basse tension où un transformateur est raccordé à des clients, dont un présente une anomalie.

Figures 6A et 6B sont des diagrammes schématiques unifilaires illustrant deux exemples de ligne de distribution basse tension, avec raccordement à un transformateur réalisé de part et d'autre de celui-ci et avec un raccordement doublant la ligne respectivement.

Figure 7 est un graphe illustrant une matrice de la valeur absolue de l'inter-corrélation obtenue pour une comparaison du courant de 18 compteurs sur une période de près de 16 mois avec un relevé tous les 15 minutes.

Figure 8 est un diagramme schématique illustrant un circuit résistif équivalent vu par un réseau basse tension.

Figure 9 est un graphe illustrant un exemple d'une matrice ohmique.

Figure 10 est un graphe illustrant une matrice de fonction transfert correspondant à la matrice ohmique illustrée à la figure 9.

Figures 11A et 11B sont des graphes illustrant respectivement des exemples d'une matrice de fonction de transfert et d'une matrice de dispersion de la fonction transfert pour un cas de contournement massif réalisé par un compteur.

Figures 12A et 12B sont des graphes illustrant respectivement une matrice de corrélation et une matrice de cohérence pour un réseau comprenant 5 compteurs.

Figure 13 est un graphe illustrant un rapport terme à terme entre la matrice de corrélation et la matrice de cohérence présentées aux figures 12A et 12B.

Figures 14A et 14B sont des graphes illustrant respectivement une fonction de transfert et une matrice de dispersion correspondante calculées à partir de toutes les réalisations.

Figures 14C et 14D sont des graphes illustrant respectivement une fonction de transfert et une matrice de dispersion correspondante calculées avec une cohorte distincte pour chaque compteur « parlant » maximisant un rapport du courant du compteur « parlant » sur la somme des courants des compteurs « écoutants ».

Figure 15A, 15B, 15C et 15D sont des graphiques illustrant respectivement quatre exemples de variation annuelle de l'auto-terme de matrice de fonction de transfert, soit des calculs réalisés sur 12 blocs pour environ 13 mois, les courbes en continu et en pointillé correspondant respectivement à la valeur de l'auto-terme plus et moins quatre fois la dispersion.

Figure 16 est un diagramme schématique illustrant un exemple d'interface utilisateur avec, affiché, un cas de subtilisation massive par dérivation pour une serre de production de marihuana.

Figure 17 est un graphe illustrant une matrice de la fonction de transfert utilisée pour le calcul des résultats illustrés à la figure 16 et calculée à partir d'une cohorte distincte pour chaque compteur « parlant » maximisant un rapport du courant du compteur « parlant » sur la somme des courants des compteurs « écoutants »

Figure 18 est un diagramme schématique illustrant un exemple d'interface utilisateur avec, affiché, des cas de contournement, dérivation et contournement sur dérivation alternée sur un réseau souterrain.

Figures 19A et 19B sont des graphes illustrant respectivement une fonction de transfert avant et après multiplication du courant du compteur contourné de la Figure 18 par un facteur 9x.

Figures 20A et 20B sont des graphiques illustrant respectivement une résistance apparente des compteurs par rapport à une tension moyenne avant et après multiplication du courant du compteur contourné par un facteur 9x.

Figure 21 est un ordinogramme schématique illustrant une réalisation des principales étapes de la méthode selon l'invention.

Figure 22 est un diagramme schématique illustrant un exemple de connectivité d'appareils exploités par la méthode selon l'invention.

DESCRIPTION DÉTAILLÉE DES RÉALISATIONS PRÉFÉRÉES

Dans le cadre de cette divulgation, une anomalie électrique attribuable à une subtilisation peut être définie comme suit. Parmi différents cas possibles d'anomalies, mentionnons la dérivation (figure 1), le contournement (figure 2), un problème de raccordement (figure 3) et un mélange de moyens de subtilisation tel que le contournement sur dérivation (figure 4). Pour fin de simplification, un réseau de distribution biphasé à trois fils dont un neutre (« split-phase ») est représenté par un circuit unifilaire.

En référence aux figures 1, 2, 3 et 4, soit un compteur (**6**) rattaché à un réseau basse tension (**10**) par un câble d'une résistance h_l (**7**) et alimentant une charge L_l (**101**). Une dérivation en amont du compteur (figure 1) est un branchement (**100**) plus proche du compteur (**6**) que du réseau (**10**) de sorte que la résistance entre le branchement (**100**) et le réseau est moindre que la valeur h_l (**7**). Soit h_{l1} (**8**) la résistance entre le branchement et le réseau et h_{l2} (**9**) la résistance entre le branchement et le compteur de sorte que $h_l = h_{l1} + h_{l2}$ tel qu'illustré dans le détail à gauche dans la figure 1. La dérivation alimente une charge S_l indépendante de celle du compteur et peut être commuté par un commutateur (**104**) ou par le retrait/mise en place du branchement (**100**). Un contournement du compteur (figure 2) est constitué de deux branchements (**100**), avant et après le compteur (**6**) de sorte que la résistance (**108**) entre les branchements est faible et que la résistance (**8**) (comme illustré à la figure 1) entre le branchement coté réseau basse tension et le réseau h_{l1} est usuellement à peine inférieur à la valeur h_l (**7**).

En référence à la figure 2, le contournement alimente conjointement la charge L_l (**101**) avec le compteur (**6**) et peut être commuté par un commutateur (**104**) ou par le retrait/mise en place de l'un des branchements (**100**) ou des deux branchements (**100**). Le compteur (**6**) peut aussi être commuté à sa sortie par un commutateur (**109**) auquel cas, lorsque le circuit est ouvert, cela équivaut à une résistance A_l infinie. C'est le rapport entre la résistance du circuit de contournement B_l (**108**) sur celle du circuit du compteur A_l (**107**) qui détermine le ratio courant de contournement sur celui mesuré par le compteur (**6**).

En référence à la figure 3, le problème de raccordement provient principalement d'un branchement défectueux, d'un point chaud dans une connexion supérieure du compteur (**6**) à son embase ou d'un coupe-circuit du compteur (**6**) qui s'est dégradé. Le problème de raccordement peut aussi trouver son origine dans des moyens de subtilisation qui sont défaillants. Habituellement, ce type de défaut génère une résistance variable F_l (**113**) aux bornes de laquelle apparaît une perte de tension variable. Pouvant être sensible au vent, à la température et/ou à la charge, ce type d'anomalie devrait être rapporté pour des raisons de sécurité et de continuité de service.

Sur le terrain, on ne peut écarter la possibilité d'un mélange de deux ou plus des trois cas décris aux figures 1, 2 et 3. Par exemple, un cas pouvant être observé est un contournement sur dérivation comme illustré à la figure 4. Souvent, un interrupteur (**112**) correspondra à un disjoncteur situé dans un panneau de distribution et rattaché à un système de chauffage central. Le choix d'un raccordement résistif (**108**) entre le panneau de distribution et la charge (**105**) permettra d'ajuster le rapport du courant de subtilisation s_l au courant mesuré c_l.

Le tableau 1 ci-dessous énumère des mesures qu'une réalisation de la méthode proposée peut utiliser.

Tableau 1

Descriptif de la mesure	Symbole	Unité
Estampille temporelle	t_m	AAAA,MM,JJ,HH,MM,SS
Moyenne de la tension efficace	v_m	Volts
Énergie consommée	E_m	kW-h
Facteur de puissance (optionnel)	λ_m	adimensionnel

Les compteurs intelligents interrogés sur le réseau intègrent la puissance active et réalisent un calcul de la moyenne de la tension efficace sur un intervalle typiquement de 15 minutes et en transmettent le résultat, soit l'énergie E et la tension efficace v pour chaque compteur. L'estampille temporelle correspond au moment de la fin de la période d'intégration de la mesure. Dans le cas d'un réseau de distribution biphasé à trois fils dont un neutre (« split-phase »), usuellement le compteur ne transmets pas les valeurs mesurées correspondant à chaque tension phase-neutre mais transmets un ensemble de valeurs équivalent à un réseau simple phase (« single-phase »).

La méthode selon l'invention est décrite ci-après pour un réseau de distribution qui ne comprend que des sites de consommation d'énergie. La méthode peut être adaptée pour un réseau de distribution comprenant une mixité de consommation et de production d'énergie.

Selon une réalisation de la méthode proposée, celle-ci fonctionne avantageusement pour un intervalle d'intégration de 15 minutes ou plus court. Un intervalle plus long d'intégration est susceptible de réduire l'information véhiculée par l'impact des commutations aléatoires des appareils reliés au réseau sur les tensions mesurées : avec une interrogation à l'heure, les profils de courant des différents compteurs pourraient ne pas être assez dissimilaires pour caractériser l'impact sur le réseau de la consommation de chaque client. Les mesures énumérées au tableau 1 peuvent avantageusement être remplacées par des mesures instantanées, où l'énergie est remplacée par la puissance ou le courant, mais peu de réseaux de compteurs offrent présentement cette opportunité.

Le courant du compteur « i » pour l'estampille temporelle t_m peut se calculer, par exemple, à partir des mesures tel que

$$c_{i,m} = \frac{p_{i,m}}{v_{i,m}} \cdot \frac{1}{\lambda_{i,m}} \,, \qquad (1a)$$

avec la puissance active

$$p_{i,m} = E_{i,m} \cdot \frac{3600\ \text{s}}{\Delta t} \cdot \frac{1000\ \text{W-h}}{1\ \text{kW-h}}$$, Δt : intervalle d'intégration exprimé en secondes. (1b)

Dépendamment de la méthode de calcul de la tension efficace utilisée par le compteur, un débalancement de charge entraînant un courant de neutre important pour un réseau biphasé introduira un biais dans les calculs proposés aux équations 1a et 1b. Rappelons que le facteur de puissance est modulé par le type d'équipement domiciliaire (ou autre) commuté et varie donc dans le temps pour chaque compteur. Si on peut négliger la variation relative du facteur de puissance par rapport à sa moyenne pour des équipements tels des réfrigérateurs et congélateurs car ils présentent un profil uniforme et relativement constant d'utilisation, par contre, des pompes à chaleur pour le chauffage et/ou la climatisation perturberont le facteur de puissance en introduisant des fluctuations de quelques pourcents dans l'estimation du courant selon l'équation 1a si l'on ne connait pas ce facteur. Lorsque le facteur de puissance est inconnu, on peut fixer le facteur de puissance à une même valeur plausible pour tous les compteurs et cette valeur sera constante dans le temps. Si l'on prend $\lambda_{i,m} = 1$, le courant calculé de la sorte est légèrement sous-estimée car la tension v_i est surévaluée en raison de la contribution de la puissance réactive à cette tension. Avec $\lambda_{i,m} = 1$, les grandeurs ohmiques seront surestimées. Ces sous-estimations comme les surestimations n'ont pas de réelle importance dans le calcul des écarts de baisse de tension car le calcul de l'estimée de baisse de tension se fait par le produit des grandeurs ohmiques par les courants, la surestimation de l'un compensant la surestimation de l'autre. Dans les calculs qui suivent, le facteur de puissance est fixé unitaire, et l'on ne considérera pas la composante réactive des différents compteurs de même que son addition sur le réseau basse tension. En effet, considérer une contribution de la composante réactive fonction du temps et fonction du compteur dans les développements en aval des équations 1a et 1b apporterait un gain de précision peu significatif en regard des autres perturbations du modèle. D'autres parts, disposer des mesures pour chaque tension phase-neutre d'un réseau biphasé avec le facteur de puissance de chacun serait l'idéal mais impliquerait d'augmenter le débit de communication et le volume de la base de données.

En Amérique du Nord, les compteurs demi-phase sont rattachés à une des polarités et au neutre ayant ainsi une alimentation 125 V. Ces compteurs demi-phase alimentent usuellement

un fournisseur de service en communication. L'algorithme détecte ce genre de situation par une tension mesurée correspondant à la demi-tension de la phase. La tension d'un compteur demi-phase doit alors se situer entre deux seuils min-max typiquement fixés respectivement à 45 % et 55 % de la tension de phase. On peut soit écarter la donnée, car ces clients consomment usuellement peu de puissance, ou soit doubler la tension mesurée par le compteur : le courant résultant sera deux fois moindre, ce qui ne biaise pas l'estimation du modèle. En effet, dans la réalité, on a un courant multiplié par une demi-tension alors que dans la modélisation, on a un demi-courant multiplié par la pleine tension : dans ces deux cas la chute de tension relative observée sur la phase est identique. Par contre, notons que la mesure de tension sera un peu erronée car il y a toujours un léger déséquilibre entre les tensions demi-phase en regard du neutre.

Selon une réalisation de la méthode proposée, le calcul des quantités tension et courant pour chaque estampille temporelle est suivit d'une étape de qualification de ces quantités pour écarter celles qui apparaissent invalides. Par exemple, toutes les données associées à une estampille temporelle sont de préférence écartées d'un traitement ultérieur selon une réalisation de l'invention lorsqu'une des données associée à l'estampille considérée exhibe une valeur aberrante. À titre indicatif, une valeur aberrante peut découler d'une erreur de communication ou d'une erreur d'écriture dans la base de données emmagasinant les données transmises par les compteurs intelligents. Pour d'autres types de motifs d'invalidité, les données peuvent ne pas être écartées de la totalité du traitement : ces données peuvent être écartées du calcul de modélisation tout en étant conservée pour affichage et calculs d'écart entre le prédictif et le réel. Dans une réalisation possible de l'invention, un vecteur *masque*(*m*) peut être utilisé de manière à avoir un état « vrai » comme valeur par défaut et être mis à « faux » pour des estampilles temporelles correspondant à des données invalides. Par exemple, on peut qualifier trois types de motif d'invalidation de données. Soit les pannes de courant et surtension, qui sont regroupés sous un même motif « d'anomalie de tension », les « pertes de synchronisation de communication entre compteurs » et les « événements divers non qualifiables ». Une anomalie de tension est détectée par exemple lorsque la tension d'un certain nombre de compteurs apparait en dessous d'un seuil minimal ou au-dessus d'un seuil maximal fixé en absolu ou fixé proportionnellement à la tension moyenne observée sur une cohorte de compteurs rattachés au même transformateur. Typiquement, le seuil de basse tension peut être ajusté à 95 % de la tension moyenne observée sur tous les compteurs pour la durée, et le seuil de surtension peut être ajusté à 115 %. Soulignons qu'une panne de courant présente pour moins de 5 % du temps dans l'intervalle d'intégration (e.g. de 5 ou 15 minutes) de la mesure prise par un compteur pourrait ne pas être détectée par un dépassement de seuil

de 95 %. De plus, il se peut qu'une perturbation électrique se situe temporellement à une frontière de deux intervalles d'intégration et ne soit décelée que pour un des deux intervalles. Par précaution, les données situés avant et celles situées après un intervalle où le dépassement est observé sont de préférence aussi retirées du lot à traiter ultérieurement, c'est-à-dire que le vecteur *masque*(*m*) a des valeurs mis à « faux » de part et d'autres de la zone où une panne/surtension a été décelée. Des pertes de synchronisation des compteurs surviennent lors du rétablissement de la communication suite à une panne de courant, d'une modification matérielle ou peuvent être diverses et accidentelles. Une comparaison entre les différentes mesures de tension permet de quantifier les écarts temporels entre les profils de tension et les estampilles temporelles qui leurs sont attribuées. Rappelons que la tension est dominée par la tension de sortie du transformateur et relativement similaire d'un compteur à l'autre. C'est cette tension qui peut être avantageusement utilisée ici comme « bar code » afin de déterminer une correspondance temporelle, dite en synchronisme, des mesures des compteurs. Dans la pire situation, les données sont faussement horodatées pour quelques estampilles avant et après détection d'une perte de synchronisation : par précaution, on retire alors les données ayant une estampille avant, une estampille pendant et une estampille après détection d'une perte de synchronisation. La correspondance temporelle peut être effectuée dans la même étape que celle d'une détection des tensions anormales ou dans une autre étape, avant ou après. La détection et le retrait d'événements divers non qualifiables (e.g. fluctuation anormale de la tension, reconfiguration temporaire pour travaux sur le réseau, accident routier, feu et défaut électrique dans un domicile...) permet d'accroitre la précision du modèle. Dans une réalisation de l'invention impliquant une première utilisation du modèle appliqué à la prédiction des chutes de tension en fonction des courants mesurés, les écarts au modèle sont considérés pour chaque intervalle temporel : la méthode écarte d'un second calcul de la matrice de fonction de transfert les données correspondant à des prédictions trop différentes des mesures. Typiquement, un seuil d'écart maximal peut être fixé manuellement ou calculé de façon à éliminer de 1 % à 5 % des réalisations. Cette fonctionnalité peut être activée ou non. Plus loin, nous verrons qu'une validation de tension et des anomalies écartées peuvent être affichées sous forme graphique d'une barre de couleur parallèle aux autres résultats graphiques.

En référence à la figure 5, il est illustré un circuit unifilaire équivalent d'un réseau de distribution basse tension (**2**) raccordé à un transformateur (**3**) avec des résistances de ligne $[r_1, r_2, \ldots, r_i, \ldots, r_k, \ldots, r_I]$, des résistances de rattachement $[h_1, h_2, \ldots, h_i, \ldots, h_k, \ldots, h_I]$, des mesures de tension v_i et de consommation p_i. Les segments raccordant les équipements sont considérés résistifs. Sur le réseau (**2**), il y a I compteurs (clients) et il est représenté de façon

simplifiée une anomalie sous forme d'un cas de raccordement non conforme proche du compteur (**6**) du client *l*. en ligne doublée.

Notons qu'un raccordement à un compteur électromécanique ou à un service publique à montant forfaitaire (e.g. annonce, éclairage de ville, etc.) constitue une anomalie seulement d'un point de vue modélisation.

Soit

$$v_i = v_T - c_i \cdot h_i - \left(\sum_{j=1}^{i} \left(c_j \cdot \sum_{k=1}^{j} r_k \right) \right) - \left(\sum_{j=i+1}^{I} c_j \right) \cdot \left(\sum_{k=1}^{i} r_k \right) \qquad (2)$$

la tension mesurée par le compteur *i* (**1**) sur le réseau basse tension (**2**) où

v_T : tension au secondaire du transformateur de distribution (**3**),

c_i : courant en ampères attribuée au compteur *i* (**1**),

h_i : résistance du raccordement (**4**) du compteur *i* au réseau basse tension (**2**),

r_k : résistance du conducteur (**5**) sur la section du réseau de *i* à *i*-1,

I : Nombre total de compteurs raccordés.

Notons que dans l'équation 2, le terme de droite disparait pour $i = I$.

Dans le système linéaire $v_i = f\left(v_T, c_0, c_1, \cdots, c_i, \cdots, c_I\right)$ présenté à l'équation 2, nous avons I résistances h_i, I résistances r_k, I variables indépendantes c_i et I variables dépendantes v_T. Les résistances sont des inconnues du système. Dans un premier temps, ces résistances sont considérées constantes en négligeant des influences de charge, de température et de vieillissement. Seuls, certains mauvais raccords pourraient venir moduler une résistance par intermittence avec le vent, la pluie et la température.

Soit un courant de subtilisation s_l au compteur *l* (**6**) alors

$$v_i\big|_{i>l} = v_T - c_i \cdot h_i - \left(\sum_{j=1}^{i} \left(c_j \cdot \sum_{k=1}^{j} r_k \right) \right) - \left(\sum_{j=i+1}^{I} c_j \right) \cdot \left(\sum_{k=1}^{i} r_k \right) - s_l \cdot \sum_{k=1}^{I} r_k , \qquad (3a)$$

$$v_i\big|_{i<l} = v_T - c_i \cdot h_i - \left(\sum_{j=1}^{i} \left(c_j \cdot \sum_{k=1}^{j} r_k \right) \right) - \left(\sum_{j=i+1}^{I} c_j \right) \cdot \left(\sum_{k=1}^{i} r_k \right) - s_l \cdot \sum_{k=1}^{i} r_k \qquad (3b)$$

$$v_l = v_T - c_l \cdot h_l - \left(\sum_{j=1}^{l} \left(c_j \cdot \sum_{k=1}^{j} r_k \right) \right) - \left(\sum_{j=l+1}^{I} c_j \right) \cdot \left(\sum_{k=1}^{l} r_k \right) - s_l \cdot \sum_{k=1}^{l} r_k - s_l \cdot h_{i1} . \qquad (3c)$$

On constate que toutes les tensions sont affectées par la subtilisation et plus particulièrement la tension v_l du compteur (**6**) contourné pour la subtilisation.

Reprenons l'équation 2 en prenant pour variables indépendantes les courants calculés de l'équation 1a et pour variables dépendantes les v_i. Avec le déplacement de la variable v_T on obtient alors le système d'équations matriciel (rangée *i*, colonne *j*)

$$\left[\begin{bmatrix} r_1 & r_1 & \cdots & r_1 & \cdots & r_1 \\ r_1 & r_1 + r_2 & \cdots & r_1 + r_2 & \cdots & r_1 + r_2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_1 & r_1 + r_2 & \cdots & \sum_{k=1}^{i} r_k & \cdots & \sum_{k=1}^{i} r_k \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_1 & r_1 + r_2 & \cdots & \sum_{k=1}^{j} r_k & \cdots & \sum_{k=1}^{I} r_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} h_1 & & & & \\ & h_2 & & 0 & \\ & & \ddots & & \\ & & & h_i & \\ & 0 & & & \ddots \\ & & & & & h_I \end{bmatrix} \right] \cdot \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_i \\ \vdots \\ c_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_T - v_1 \\ v_T - v_2 \\ \vdots \\ v_T - v_i \\ \vdots \\ v_T - v_I \end{bmatrix} . \qquad (4)$$

Cette dernière formulation est particulière au réseau illustré à la figure 5. Si ce système d'équations est valide pour le réseau illustré à la figure 5, il ne l'est pas nécessairement pour d'autres configurations de réseau. Cependant, la même mécanique d'équations peut être développée et appliquée pour différentes configurations telles celles illustrées aux figures 6A et 6B. Soit alors

$$\left[\begin{bmatrix} r_{1,1} & r_{1,2} & \cdots & r_{1,i} & \cdots & r_{1,I} \\ r_{2,1} & r_{2,2} & \cdots & r_{2,i} & \cdots & r_{2,I} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{i,1} & r_{i,2} & \cdots & r_{i,i} & \cdots & r_{i,I} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{I,1} & r_{I,2} & \cdots & r_{I,i} & \cdots & r_{I,I} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} h_1 & & & & \\ & h_2 & & 0 & \\ & & \ddots & & \\ & & & h_i & \\ & 0 & & & \ddots \\ & & & & & h_I \end{bmatrix} \right] \cdot \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_i \\ \vdots \\ c_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_T - v_1 \\ v_T - v_2 \\ \vdots \\ v_T - v_i \\ \vdots \\ v_T - v_I \end{bmatrix} \qquad (5)$$

la formulation précédent étendue à un réseau quelconque comprenant *I* compteurs ou encore

$$\left[\mathbf{R} + \mathbf{h} \right] \cdot \mathbf{C} = \Delta \mathbf{V} \qquad (6)$$

où **R** est une matrice de résistance de ligne et **h** est une matrice diagonale de résistance de raccordement. Ces matrices contiennent les variables inconnues et les vecteurs, **C** et Δ**V**, les observables mesurés, sauf pour la valeur de tension commune v_T qui est inconnue. Le vecteur Δ**V** contient des grandeurs positives puisque, en absence de production distribuée d'énergie chez les consommateurs, $v_T \geq v_i$. Ces grandeurs positives correspondent à la baisse de tension de ligne jusqu'à chaque compteur.

Nous appellerons réalisation l'ensemble des mesures énumérées au tableau 1 regroupant les I compteurs du réseau et nous lui attribuons l'indice « m » correspondant à une estampille temporelle donnée. Considérons un ensemble de M réalisations qui peuvent être successives ou discontinues. Pour simplifier la suite, nous écrirons

$$\mathbf{Z}\cdot\mathbf{C}=\Delta\mathbf{V} \text{ avec } \mathbf{Z}=\left[\mathbf{R}+\mathbf{h}\right]=\begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \iddots \\ \cdots & z_{i,j} & \cdots \\ \iddots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \tag{7}$$

où **Z** est la matrice ohmique, $\mathbf{C}=\left[c_{1,m},\cdots,c_{j,m},\cdots,c_{J,m}\right]$ est le vecteur des courants de compteurs avec $c_{1,m}\geq 0$, et $\Delta\mathbf{V}=\left[v_{T,m}-v_{1,m},\cdots,v_{T,m}-v_{j,m},\cdots,v_{T,m}-v_{J,m}\right]$ est la baisse de tension observée aux différents compteurs. On notera que $\Delta\mathbf{V}=\left[0,\cdots,0,\cdots,0\right]$ pour $\mathbf{C}=\left[0,\cdots,0,\cdots,0\right]$ de telle sorte qu'en absence de charge, c'est la tension V_T qui est mesurée par tous les compteurs.

Introduisons une approche différentielle dans le temps afin d'estimer une fonction de transfert linéaire à partir des dérivées de courants et de tension. L'approche différentielle dans le temps exploite l'information déduite de l'impact que la consommation d'un client a sur les tensions des compteurs reliés au transformateur auquel est rattaché ce client. Deux obstacles viennent perturber l'observation de cet impact :

- le courant d'un compteur est partiellement corrélé avec celui des autres compteurs de par sa réponse aux conditions climatiques et autres variables d'action communes à tous les clients : l'impact du courant transitant par un compteur sur la tension d'un autre compteur est temporellement corrélé avec les impacts des autres compteurs.
- si l'on considère que la demande d'un consommateur est une commande de puissance tel que le produit voltage par courant est fixé, suite à l'augmentation du courant d'un des consommateurs, la tension baisse, exigeant un appel additionnel de courant par

tous les consommateurs pour répondre à leur demande respective de puissance, entraînant une corrélation entre le courant d'un consommateur et ceux des autres.

Ce deuxième obstacle est la réponse du réseau à un courant d'un consommateur. Le modèle exprimé dans les équations précédentes ne contient pas cette réponse qui fait appel à une modélisation détaillée de la consommation domiciliaire. En première approximation, le rapport du courant additionnel provenant de la réponse des autres clients sur le courant d'un client est égal au rapport de la résistance de ligne sur la résistance de charge des autres clients. Elle est donc fonction de la charge sur le réseau basse tension et viendra biaiser l'estimation de l'impact de la consommation d'un client sur la tension des compteurs. La grandeur relative du biais correspondra au rapport des « résistances réseau » / « charges résistives clients » .

Ces obstacles ont leur temps de réponse de l'ordre de l'heure ou plus pour ce qui est du chauffage et de la climatisation, soit les principales charges sur le réseau. Si l'on regarde à plus court terme, à moins d'une heure, pour ce qui est du différentiel de courant instantané, les moments précis des commutations de charges (appareils domestiques, chauffe-eau, chauffage et climatisation) ne sont pas reliés entre les consommateurs sauf pour les appareils reliés à la radio diffusion (ex. : l'appel de courant sera corrélé pour plusieurs avec le début d'une bande annonce à fort volume lors du SuperBowl). Pour exploiter la variation temporelle du différentiel de courant d'un compteur comme une clé pour estimer la fonction de transfert entre le courant d'un compteur et son impact sur la tension de tous les compteurs, deux conditions doivent être présentes :

- (linéarité) si un différentiel de courant d'une intensité donnée est mesuré à un des compteurs, son effet sur l'augmentation de sa tension et celle des autres compteurs sera le double en regard d'un différentiel de courant d'une intensité deux fois moindre,
- (non-corrélé) en première approximation, la variation temporelle du différentiel de courant d'un compteur n'est pas corrélée instantanément avec les autres variations de courant.

On dit en première approximation car les appareils comme des appareils électroniques domestiques réagissent instantanément à une fluctuation de tension. Mais comme les appareils plus énergivores de climatisation et chauffage ne répondent pas instantanément et dominent la consommation, on néglige la réponse des appareils électroniques domestiques. Il s'agit donc de capter l'impact d'un changement de consommation d'un client sur les tensions de compteurs avant la réponse thermique des systèmes des autres clients, d'où l'intérêt de disposer de mesures rapprochées aux 5 ou au 15 minutes. Nous verrons plus loin qu'avec

l'échauffement des conducteurs commandé par la charge et les conditions climatiques, la linéarité n'est que partielle mais des méthodes de raffinement du modèle qui tiennent compte de ces effets peuvent être utilisées.

Selon l'hypothèse linéaire, la dérivée

$$\partial(\mathbf{Z}\cdot\mathbf{C}) = \partial(\Delta\mathbf{V}) \tag{8a}$$

donne, quel que soit le courant,

$$\mathbf{Z}\cdot\partial\mathbf{C} = \partial\Delta\mathbf{V} \tag{8b}$$

soit

$$\mathbf{Z}\cdot\begin{bmatrix}\partial c_1\\ \partial c_2\\ \vdots\\ \partial c_i\\ \vdots\\ \partial c_I\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\partial v_T - \partial v_1\\ \partial v_T - \partial v_2\\ \vdots\\ \partial v_T - \partial v_i\\ \vdots\\ \partial v_T - \partial v_I\end{bmatrix} \tag{8c}$$

Pour une mesure de tension d'un compteur i correspondant à l'estampille temporelle d'indice m, de l'équation 8c nous obtenons

$$\partial v_{i,m} = \partial v_{Tm} - \sum_j z_{i,j}\cdot\partial c_{j,m} \tag{9}$$

où

$$\partial c_{j,m} = c_{j,m} - c_{j,m-1} \tag{10}$$

représente la série temporelle des dérivées discrètes sur le courant et

$$\partial v_{i,m} = v_{i,m} - v_{i,m-1} \tag{11}$$

représente la série temporelle des dérivées discrètes sur la tension. La série temporelle

$$\partial v_{Tm} = v_{T,m} - v_{T,m-1} \tag{12}$$

des dérivées de la tension à la sortie du transformateur est inconnue.

Soit, par exemple, l'estimation de la fonction de transfert

$$H_{i,j}^{(1)} = \frac{\sum_{m=1}^{M} \partial v_{i,m} \cdot \partial c_{j,m}}{\sum_{m=1}^{M} \partial c_{j,m}^2} \qquad (13)$$

entre les I dérivés de courant et les I dérivés de tension. Nous présenterons plus loin d'autres façons d'estimer la fonction de transfert $H_{i,j}^{(1)}$. Notons que $H_{i,j}^{(1)}$ a une valeur négative comme espérance mathématique puisque la tension diminue avec l'augmentation du courant. La robustesse de cette estimation de fonction de transfert tient à ce qu'il n'y a pas d'inversion matricielle ou autre calcul pouvant mener à une singularité. La seule division pouvant être nulle est celle par là somme des carrés de dérivée de courant sur tous les compteurs. La probabilité que cette somme de carrés soit nulle est faible et correspond à un circuit ouvert chez tous les clients. Par contre, les compteurs qui présentent peu de consommation auront des valeurs très imprécises dans la colonne (indice j) de la matrice $H_{i,j}^{(1)}$ de fonction de transfert. En contrepartie, comme peu de courant parcourt leur raccordement, ces mêmes compteurs seront d'excellents moyens de mesure de tension et donneront des valeurs plus précises dans la rangée (indice i) de la matrice $H_{i,j}^{(1)}$ de fonction de transfert.

La « résistance apparente » telle que décrite dans la demande CA 2,927,482 (Léonard et al.) correspond à la somme des termes de la colonne (indice j) de la matrice $H_{i,j}^{(1)}$ où le compteur j pousse un courant (compteur « parlant »).

En introduisant l'équation 9 dans l'équation 13 on obtient

$$H_{i,j}^{(1)} = \frac{\sum_{m=1}^{M} \left(\partial v_{Tm} - \sum_{n} z_{i,n} \cdot \partial c_{n,m} \right) \cdot \partial c_{j,m}}{\sum_{m=1}^{M} \partial c_{j,m}^2} \qquad (14)$$

$$H_{i,j}^{(1)} = \frac{\left(\sum_{m=1}^{M} \partial v_{Tm} \cdot \partial c_{j,m} \right) - \left(\sum_{n} z_{i,n} \sum_{m=1}^{M} \partial c_{j,m} \cdot \partial c_{n,m} \right)}{\sum_{m=1}^{M} \partial c_{j,m}^2} \qquad (15)$$

et finalement

$$H_{i,j}^{(1)} \cong Z_L - z_{i,j} \qquad (16)$$

avec

$$Z_L \cong \frac{\sum_{m=1}^{M} \partial v_{Tm} \cdot \partial c_{j,m}}{\sum_{m=1}^{M} \partial c_{j,m}^2}, \qquad (17)$$

une résistance commune à tous les compteurs, en supposant des courants non-corrélés entre les compteurs tel que la somme d'inter-corrélation donne une grandeur non significative en comparaison de l'autocorrélation, soit que

$$\sum_{m=1}^{M} \partial c_{j,m} \cdot \partial c_{n,m}\Big|_{j \neq n} << \sum_{m=1}^{M} \partial c_{j,m}^2 . \qquad (18)$$

En référence à la figure 7, il est montré une matrice de la valeur absolue de l'inter-corrélation obtenue pour la comparaison du courant de 18 compteurs sur une période de près de 16 mois avec un relevé tous les 15 minutes. Sur la diagonale, l'autocorrélation donne une valeur unitaire alors que la moyenne des grandeurs d'inter-corrélation est de 0.0083 (situées hors diagonale). La figure 7 illustre ainsi un exemple de matrice d'inter-corrélation où l'on obtient l'autocorrélation sur la diagonale : en moyenne, les valeurs d'inter-corrélation sont cent fois plus réduites que la valeur unitaire présente en autocorrélation. Notons qu'une formulation de fonction de transfert calculée à partir du courant et de la tension plutôt que de leurs dérivées donnée en 13 ne peut fonctionner puisque le courant est corrélé entre les différents clients en raison de la réponse de leurs appareils de chauffage et climatisation respectifs à des conditions climatiques similaires : l'équation 18 reformulée pour des courants au lieu des dérivées de courant n'est pas validée par les données du terrain.

La façon de calculer une estimation de la fonction de transfert présentée à l'équation 13 est nommée $\mathbf{H}^{(1)}$ et donne de meilleurs résultats lorsque l'entrée, ici la dérivée du courant, est moins bruitée que la sortie. Lorsque la dérivée du courant est plus bruitée que la sortie, on prend $\mathbf{H}^{(2)}$ tel que

$$H_{i,j}^{(2)} = \frac{\sum_{m=1}^{M} \partial v_{j,m}^2}{\sum_{m=1}^{M} \partial v_{j,m} \cdot \partial c_{i,m}} . \qquad (19)$$

Mais comme la dérivée de la tension est grandement plus bruitée que la dérivée du courant, ce sera l'équation 13 qui sera utilisée. Notons que lorsque la tension augmente subitement, à court terme le courant des charges résistives augmente dans une même proportion alors que les charges dites à puissance constante voient leurs courants diminuer dans une même proportion : l'addition de l'effet de ces deux types de charge donne un courant qui fluctue moins que la tension. En fait, plusieurs méthodes de calcul de la fonction de transfert peuvent être imaginées, basées chacune sur des approches mathématiques ou statistiques. Deux autres méthodes sont décrites plus loin. Faisons maintenant le lien entre cette fonction de transfert et la matrice ohmique.

En référence à la figure 8, la grandeur Z_L a les unités d'une résistance et correspond à la résistance de la ligne à partir du rattachement du compteur le plus rapproché du transformateur jusqu'au réseau alimentant le transformateur. Avec l'introduction de la résistance de ligne Z_L (**15**), on agrandit le modèle illustré à la figure 5 de sorte que l'on ne parle plus de la tension v_T mais de la tension v_L de la source (**11**) qui est celle de la tension de ligne rapportée par le rapport de transformation. Le réseau alimentant le transformateur comprend la ligne moyenne tension (typiquement 7.2 ou 14.4 kV), les autres transformateurs basse tension et le réseau de chacun de ceux-ci ainsi que le transformateur du départ de ligne (« feeder »). La grandeur Z_L est composée de l'addition en série de :

- la dernière portion de conducteur de résistance r_1 (**14**) situé entre le rattachement du compteur le plus rapproché du transformateur et le transformateur,
- la résistance interne du transformateur r_T (**13**),
- la résistance équivalente du réseau de la ligne moyenne tension reliée au réseau haute tension vue au travers du rapport de transformation r_L (**12**).

Notons que la résistance équivalente de la ligne moyenne tension est faible vue du côté basse tension puisque celle-ci est divisée par le carré du rapport de transformation : pour un rapport de transformation de 30 à 60 cela donne une diminution d'un facteur 900 à 3600 respectivement pour des tensions de 7.2 et 14.4 kV phase-terre. De plus, la résistance équivalente de la ligne moyenne tension varie avec la position de prise du changeur de prise et les charges rattachées aux autres transformateurs de sorte que l'un compense l'autre. En effet, lorsque les charges augmentent sur le réseau, le changeur de prise diminue le rapport de transformation augmentant l'impédance de la ligne haute tension vue de la ligne basse tension : ces variations de résistances sont en parallèle et se compensent. Nous concluons que

la grandeur de la résistance Z_L (**15**) est principalement constituée d'une constante à laquelle s'ajoute une fluctuation minime fonction de la charge et des interconnexions réseau.

De l'équation 16 nous déduisons les coefficients résistifs

$$z_{i,j} \cong Z_L - H_{i,j}^{(1)} \quad . \tag{20}$$

de la matrice ohmique généralisée **Z** avec Z_L une constante résistive inconnue. Nous réécrivons alors la relation courant-tension donnée à l'équation 6

$$\Delta \mathbf{V} \cong \mathbf{Z} \cdot \mathbf{C} \text{ avec } \mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \iddots \\ \cdots & Z_L - H_{i,j}^{(1)} & \cdots \\ \iddots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \text{ et où} \tag{21a}$$

$$\Delta \mathbf{V} = \left[v_{L,m} - v_{1,m}, \cdots, v_{L,m} - v_{j,m}, \cdots, v_{L,m} - v_{J,m} \right] , \tag{21b}$$

ce qui donne

$$v_{i,m} \cong v_{Lm} - \sum_j \left(Z_L - H_{i,j}^{(1)} \right) \cdot c_{j,m} \tag{22a}$$

comme la valeur estimée de la tension mesurée par les compteurs. Appelons

$$v'_{i,m} = v_{Lm} - \sum_j \left(Z_L - H_{i,j}^{(1)} \right) \cdot c_{j,m} \tag{22b}$$

cette estimation de tension. On notera que $v'_{i,m} = v_{Lm}$ lorsque $c_{i,m} = 0$ et que $v'_{i,m} < v_{Lm}$ lorsque $\sum_i c_{i,m} > 0$ puisque $H_{i,j}^{(1)}$ est une valeur négative.

Soit la tension centrée définie telle que

$$\Delta v_{i,m} = v_{i,m} - \overline{v}_m \text{ avec} \tag{23}$$

$$\overline{v}_m = \frac{1}{I} \sum_{j=1}^{I} v_{j,m} \tag{24}$$

En insérant 21a et 21b dans la combinaison de 23 et 24 on obtient l'estimation de la tension centrée

$$\Delta v'_{i,m} = v_{Lm} - \sum_j \left(Z_L - H^{(1)}_{i,j} \right) \cdot c_{j,m} - \frac{1}{I} \sum_{n=1}^{I} \left(v_{Lm} - \sum_j \left(Z_L - H^{(1)}_{n,j} \right) \cdot c_{j,m} \right) \quad (25)$$

qui donne finalement

$$\Delta v'_{i,m} = \sum_j \left(H^{(1)}_{i,j} - \frac{1}{I} \sum_{n=1}^{I} H^{(1)}_{n,j} \right) \cdot c_{j,m} = -\sum_j \Omega_{i,j} \cdot c_{j,m} \quad (26)$$

après quelques manipulations. On notera que cette dernière expression revient à un produit du courant par la matrice centrée et que l'inconnue Z_L est absente de l'équation de même que l'inconnue V_{Lm}. L'introduction de la tension centrée (éq. 23) permet d'éliminer deux inconnues, soit la résistance de ligne Z_L (**15**) et la tension de ligne V_{Lm}. Si voulu, le calcul de la tension centrée peut être effectué avant l'étape de l'estimation de la fonction de transfert (éq. 13).

Dans l'équation 26, l'expression entre parenthèse, correspondant à une matrice de fonction de transfert centrée $\Omega_{i,j}$, sera appelée « matrice ohmique » pour la suite. La figure 9 illustre un exemple de matrice ohmique. Les amplitudes sur la diagonale sont négatives alors que les termes hors-diagonale sont en majeure partie positifs. Sur une échelle couleur, les valeurs positives peuvent être mises e.g. en rouge. Le compte de compteur commence à zéro pour la numérotation des compteurs pour chaque axe. En comparaison de la matrice ohmique donnée à l'équation 7, la matrice ohmique donnée à l'équation 26 n'est pas symétrique en raison de l'ajout de la résistance Z_L au modèle qui est commune à tous les termes de la matrice ohmique. Dans une réalisation possible, le calcul de tension centrée peut être introduit avant même l'estimation de la matrice de fonction de transfert : une intégration (au sens mathématique et dans la pratique une somme d'une série de valeurs discrètes) des dérivées de tension et de dérivées de courant est alors requise pour obtenir les tensions et courants avec une erreur de constante d'intégration. La matrice ohmique donnée en 26, élimine le problème de constante d'intégration en réalisant un lien direct entre les valeurs temporelles de tension et de courant et non seulement entre leurs dérivés.

Dans une mise en forme d'un algorithme transcrit en langage de programmation, la matrice $H^{(1)}_{i,j}$ n'étant pas symétrique dans la pratique de données réelles, il est important de ne pas confondre ligne et colonne dans les sommations décrites à l'équation 26.

Avant de comparer les pertes de tension modélisée avec celles mesurées afin de détecter les NCE, l'impact des erreurs systématiques de mesure de tension et de courant est examiné et sont autant que possible minimisées.

L'inexactitude de la mesure d'un compteur est principalement le résultat de la somme des grandeurs suivantes :

1. l'écart systématique attribué aux composants électroniques et logiciels constituant la mesure de tension,
2. la dérive lente associée à l'effet de la température sur ces composants,
3. la dérive encore plus lente associée au vieillissement de ces composants.

La tension de référence et le capteur de courant sont les principaux composants sur lequel repose l'exactitude de la mesure. Les manipulations analogiques sont usuellement effectuées par des amplificateurs à découpage (« chopper ») qui offrent de par leur conception une grande stabilité et exactitude. La spécification d'exactitude (« accuracy ») typique d'un compteur est de ±0.5% (Classe 5) ou de ±0.2% (Classe 2) soit, par exemple, respectivement de ±1.25 V et ±0.5 V pour une lecture de 250 V. De telles variations de tension observées pour un raccordement ayant une résistance de 10 mΩ correspondent respectivement à des variations de courant de 125 A et 50 A dans le raccordement. À priori, la lecture de tension absolue d'un compteur ne peut être utilisée seule pour détecter des non-conformités électriques. Par contre, cette tension corrigée ou encore les variations de cette tension contiennent une information pertinente à la détection des non-conformités.

L'erreur attribuable au système de mesure de tension, soit une électronique analogique reliée à un convertisseur delta-sigma, est principalement constituée d'une erreur de coefficient multiplicatif attribuable à l'inexactitude de la tension de référence. Soit

$$vv_{i,m} = (1+\alpha_i)\cdot v_{i,m} \qquad (27)$$

la valeur de tension réelle en fonction de la tension mesurée $v_{i,m}$ où α_i est un coefficient de correction tel que $|\alpha_i| \le 0.002$ pour un Classe 2 (0.2%). La mesure d'une tension de compteur correspond à la tension rapportée de ligne moins la perte de tension attribuable aux pertes résistives sur la ligne. Comme la tension de réseau est de deux ordres de grandeur supérieure aux tensions des pertes résistives, l'erreur de mesure de tension εv_i peut s'écrire

$$\varepsilon v_i \cong \alpha_i \cdot V_{Lm} \qquad (28)$$

pour le compteur i en première approximation. Pour le courant nous écrivons

$$cc_{i,m} = \left(1+\beta_i\right)\cdot c_{i,m} \tag{29}$$

pour corriger l'erreur systématique dans la mesure du courant. Pratiquement, comme la source d'erreur principale est la référence de tension commune aux deux mesures, nous avons $\alpha_i \approx \beta_i$. Rappelons que dans l'équation 1a, le courant est calculé selon le rapport de la puissance moyenne dans l'intervalle de temps sur la tension. Cette puissance étant issue du produit courant par la tension réalisé dans le compteur, l'équation 1a vient annihiler l'erreur sur la tension dans le calcul de puissance réalisé par le compteur, reste alors l'erreur sur le courant tel que décrit par l'équation 29. Cette erreur sera négligée en première approximation.

Si nous prenons en compte les erreurs formulées aux équations 27 et 29 dans le calcul de la matrice de fonction de transfert donnée à l'équation 13, nous obtenons

$$HH_{i,j}^{(1)} = \frac{\sum_{m=1}^{M}\left(1+\alpha_i\right)\partial v_{i,m}\cdot\left(1+\beta_j\right)\partial c_{j,m}}{\sum_{m=1}^{M}\left(1+\beta_j\right)^2\partial c_{j,m}^2} \tag{30}$$

Or, en première approximations nous considérerons $HH_{i,j}^{(1)} \cong H_{i,j}^{(1)}$ car les effets des variations de la température et du facteur de puissance sur les M réalisations dominent l'erreur d'estimation de la fonction de transfert en regard de la contribution des erreurs de mesure de tension et de courant.

Nous proposons donc d'estimer l'erreur de tension donnée pour chaque compteur, de corriger les tensions en conséquence et de reprendre certains calculs. Soit

$$\begin{aligned} V_{0,m} &= \left(1+\alpha_i\right)\cdot v_{i,m} - \sum_j H_{i,j}^{(1)}\cdot c_{j,m} \\ &= v_{i,m} - \sum_j H_{i,j}^{(1)}\cdot c_{j,m} + \alpha_i\cdot v_{i,m} \end{aligned} \tag{31}$$

la tension (V_0 à la fig. 8) au nœud du rattachement le plus proche du transformateur. Lorsque $\sum_i c_{i,m} = 0$ c'est la tension $V_{0,m}$ qui est aux bornes de tous les compteurs. S'il y avait un seul moment dans l'année où nous retrouvons la condition $\sum_i c_{i,m} = 0$ alors il serait simple d'étalonner les compteurs entre eux de façon à ce que la valeur $\Delta v_{i,m}$ calculée à l'équation 23

soit plus précise. Soustrayons de part et d'autre de l'égalité donnée à l'équation 31 et la moyenne

$$\bar{V}_{0,m} = \frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I}\left(v_{l,m} - \sum_{j} H_{l,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} + \alpha_l \cdot v_{l,m} \right) \tag{32}$$

de ces égalités calculée sur les I compteurs. Soit

$$V_{0,m} - \bar{V}_{0,m} = v_{i,m} - \sum_{j} H_{i,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} + \alpha_i \cdot v_{i,m} - \frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I}\left(v_{l,m} - \sum_{j} H_{l,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} + \alpha_l \cdot v_{l,m} \right) \tag{33a}$$

et on pose la contrainte que $V_{0,m} - \bar{V}_{0,m} = 0$ de sorte que

$$v_{i,m} - \sum_{j} H_{i,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} + \alpha_i \cdot v_{i,m} - \frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I}\left(v_{l,m} - \sum_{j} H_{l,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} \right) - \frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I} \alpha_l \cdot v_{l,m} = 0 \tag{33b}$$

$$\alpha_i = \frac{1}{v_{i,m}}\left(\frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I}\left(v_{l,m} - \sum_{j} H_{l,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} \right) + \frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I} \alpha_l \cdot v_{l,m} - \left(v_{i,m} - \sum_{j} H_{i,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} \right) \right) \tag{33c}$$

$$\alpha_i = \frac{1}{v_{i,m}}\left(\frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I}\left(v_{l,m} - \sum_{j} H_{l,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} \right) - \left(v_{i,m} - \sum_{j} H_{i,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} \right) \right) + \frac{1}{v_{i,m}} \cdot \frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I} \alpha_l \cdot v_{l,m} \tag{33d}$$

et, en posant $\sum_{i=1}^{I} \alpha_i = 0$, nous recherchons les différences d'étalonnage entre les compteurs, ce qui fait que la grandeur $\frac{1}{v_{i,m}} \cdot \frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I} \alpha_l \cdot v_{l,m}$ est négligeable en approximation de premier ordre puisque que les tensions sont similaires à deux ordres de grandeur près, i.e. $v_{l,m}/v_{i,m} \approx 1$. On obtient le coefficient d'étalonnage

$$\alpha_i \cong \frac{1}{\sum_{m} 1} \cdot \sum_{m} \frac{1}{v_{i,m}} \cdot \left(\frac{1}{I}\sum_{l=1}^{I}\left(v_{l,m} - \sum_{j} H_{l,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} \right) - \left(v_{i,m} - \sum_{j} H_{i,j}^{(1)} \cdot c_{j,m} \right) \right), \; m \in \{1, \ldots, M\} \tag{34}$$

en considérant l'apport de plusieurs réalisations à l'estimation de l'erreur α_i. L'erreur commune d'étalonnage à tous les compteurs est éliminée dans le calcul de la tension centrée (éq. 23) et aussi ailleurs : cette erreur commune n'a pas d'impact dans les calculs de non-conformité.

Étant donnée l'incertitude liée à l'estimation de $H_{I,j}^{(1)}$, dans la pratique, on recherche une petite fraction des réalisations où l'on observe la charge totale $\sum_i c_{i,m}$ la moins élevée de la cohorte des réalisations disponibles. Selon une implémentation possible, cette fraction peut être un pourcentage, soit typiquement 1%, ou un nombre, par exemple une centaine de réalisations, ou le premier de ces seuils qui est atteint. Selon une implémentation possible, on calcule le nombre de réalisations qui a une charge totale qui ne dépasse pas un seuil donné et l'on augmente le seuil itérativement jusqu'à ce que la fraction de réalisations désirées soit atteinte ou dépassée. Une méthode pouvant être utilisée est détaillée dans la demande CA 2,927,482 (Léonard et al.).

Sur une longue période de temps, des compteurs d'un même lot d'une même marque de manufacturier présenteront des écarts de facteurs d'étalonnage fonction de la température accentués par le fait que certains des compteurs sont situés à l'extérieur alors que d'autres sont dans un bâtiment chauffé ou partiellement chauffé. Calculer et faire évoluer les valeurs des coefficients en fonction de la température apporte davantage de précision au prix d'une implémentation plus complexe. Il est souhaitable d'arrimer la méthode de calcul des coefficients d'étalonnage avec celle de la matrice de fonction de transfert en ce qui concerne le partitionnement (bin) en fonction de la température.

La correction proposée à l'équation 34 est insérée dans l'équation 23, donnant

$$\Delta vv_{i,m} = (1+\alpha_i)\cdot v_{i,m} - \overline{vv}_m \text{ avec} \tag{35}$$

$$\overline{vv}_m = \frac{1}{I}\sum_{j=1}^{I}(1+\alpha_i)v_{j,m} \tag{36}$$

comme valeur de la tension centrée.

La divergence observée entre la tension centrée calculée à partir de la mesure corrigée (éq. 35) et l'estimation de la tension centrée (éq. 26) soit

$$\Delta\Delta v_{i,m} = \Delta vv_{i,m} - \Delta v'_{i,m} \tag{37}$$

donne un premier aperçu des possibilités de non-conformités électriques : un écart négatif de $\Delta\Delta v_{i,m}$ qui se démarque signifie la présence d'un courant non mesuré par le compteur ou d'une NCE, la baisse de tension mesurée étant plus grande que la baisse de tension estimée. L'appellation double delta s'explique par une différence entre deux tensions qui sont elles-

mêmes des différences par rapport à une tension moyenne. Notons que le signal de subtilisation tel qu'observé par le calcul de la divergence de tension $\Delta\Delta v_{i,m}$

1. est présent pour toutes les mesures de tension,
2. est plus important en amplitude là où il y a une non-conformité au compteur d'un client,
3. qu'il décroît en amont (vers le transformateur) à partir du point de subtilisation, et
4. qu'il est constant en aval du point de raccord de la subtilisation.

Dans cette divergence de tension, on ne tient pas compte de l'inconnue du branchement de dérivation répartissant la résistance h_l entre h_{l1} et h_{l2} (comme montré à la figure 1). La divergence de tension est légèrement sous-estimée d'un rapport $h_{l2}/H_{l,l}$ là où il y a une dérivation.

De cette divergence de tension on calcule le courant correspondant

$$s_{i,m} = \sum_j \left(H_{i,j}^{(1)} - \frac{1}{I} \sum_{n=1}^{I} H_{n,j}^{(1)} \right)^{-1} \cdot \Delta\Delta v_{j,m} \qquad (38)$$

qui n'a pas été mesuré par le compteur i où $(\ )^{-1}$ est un opérateur pseudo-inverse matriciel. Notons que la matrice de fonction de transfert centrée obtenue des mesures sur le réseau n'est pas usuellement inversable et seule un pseudo-inverse permet de s'approcher d'une solution plausible. Lorsqu'il est impossible d'inverser la matrice ou pour tout autre raison, on pourra prendre comme estimation du courant de non-conformité

$$s_{i,m} = k_{\Omega,i} \cdot \frac{\Delta\Delta v_{i,m}}{H_{i,i}^{(1)}}, \qquad (39)$$

qui donne un résultat moins précis, avec le facteur de correction $k_{\Omega,i}=1$ pour $i \neq l$ et voisin de l'unité pour $i = l$, soit là où il y a du contournement. Nous appellerons « inverse diagonale » cette méthode. Le facteur $k_{\Omega,l} \approx \frac{H_{l,l}}{H_{l,l} + h_{l2}}$ (rappel : $H_{l,l}$ est négatif) peut être laissé à 1.0 ou, pour un résultat plus précis, ajusté de façon manuelle ou automatique, le critère d'optimisation étant une réduction maximale du résidu de tension RMS après modélisation des chutes de tensions attribuables aux courants mesurés additionnés des estimations des courants subtilisés, soit la minimisation de $STDV^2_{\Delta\Delta|s}$ présenté plus loin à l'équation 52. Le facteur $k_{\Omega,i}$ optimal

n'est pas nécessairement plus grand que l'unité car il ne dépend pas uniquement de la répartition de la résistance h_i entre h_{i1} et h_{i2} : entre autres, il corrige aussi les artefacts statistiques qui biaisent les estimations des termes de la matrice de fonction de transfert. Notons que le dénominateur de 39, soit $H_{i,j}^{(1)}$, est négatif, ce qui fait qu'un $\Delta\Delta v_{i,m}$ négatif donnera un courant de subtilisation positif. Parmi différentes situations qui mènent à un résultat non plausible par la méthode de la matrice pseudo-inverse et un résultat souvent acceptable par la méthode diagonale inverse, on retrouve le cas où :

- un compteur (ou plus) n'est pas relié au même transformateur que les autres compteurs,
- un compteur (ou plus) est électromécanique,
- est présent un raccordement sans compteur ayant un contrat à montant forfaitaire.

Si un courant estimée de non-conformité apparait significatif pour le compteur l (**6**) (comme montré à la figure 5), il s'agit d'ajouter l'estimation (éq. 38 ou 39) du courant de non-conformité au courant mesuré (éq. 1a) et de recalculer **H**, selon l'équation 13 par exemple, afin d'obtenir les bons termes. Soit alors la dérivé discrète de courant

$$\partial cs_{i,m} = cs_{i,m} - cs_{i,m-1} \tag{40}$$

tel que

$$cs_{i,m} = c_{i,m} + \delta(i-l)\cdot s_{i,m},\ \delta(x) = \begin{cases} 0 & x \neq 0 \\ 1 & x = 0 \end{cases} \tag{41}$$

qui sera utilisée dans l'estimation de la fonction de transfert **H** proposée à l'équation 13 pour une NCE unique sur le réseau. Appelons **Hs** cette fonction de transfert calculée en considérant une ou des estimations de non-conformités. Dans la formulation donnée à l'équation 41, on n'alloue l'addition que d'un seul courant de subtilisation $s_{l,m}$. Dans le cas où plus d'une subtilisation est suspectée sur le même réseau basse tension, l'équation 41 pourra inclure plus d'une estimation de courant de subtilisation.

L'erreur d'estimation d'un coefficient d'étalonnage α_i (équation 34) se traduit par un biais constant dans le courant de subtilisation calculé en 38. Par exemple, si ce coefficient est estimé à partir de réalisations où la subtilisation est constante pour un client, le coefficient comportera une erreur d'estimation qui corrigera la perte de tension entraînée par la subtilisation : une subtilisation négative (courant négatif) apparaîtra alors à l'arrêt de la

subtilisation. La variation du courant de subtilisation calculée en 38 est exacte tout comme la dérivé de ce courant, il y a juste une erreur additive constante qui ne peut être évitée. Par contre, nous verrons plus loin qu'il est possible de normaliser les variations de courant de subtilisation d'un client de sorte qu'il n'y ait pas de valeur négative significative.

La méthode de calcul donnée à l'équation 38 ne peut être appliquée directement dans le cas d'une subtilisation par contournement. Si les valeurs des termes de la matrice de fonction de transfert ne sont pas ou peu affectées par une dérivation, par contre, ces termes sont modifiés significativement dans le cas d'un contournement. Typiquement, l'auto-terme du compteur contrevenant augmente dans le même rapport que celui du courant subtilisé sur le courant total. Si un autre compteur est situé proche du compteur contrevenant, alors l'équation 38 appliquée à ce compteur voisin donne un aperçu du courant subtilisé par le compteur contrevenant. Pour reconnaître un contournement, il suffit de constater que le courant subtilisé calculé par l'équation 38 pour le compteur i correspond à un facteur multiplicatif près k_l au courant mesuré par le compteur contrevenant l (**6**). Il est donné plus loin un exemple applicatif de la méthode (figure 18). Le facteur de contournement peut s'estimer de différentes façons. Par exemple, lorsque le compteur voisin i permet d'estimer le courant subtilisé par le compteur l alors

$$s_{l,m} = s_{i,m} \tag{42}$$

tel que

$$k_l = s_{i,m} / c_{l,m} \tag{43}$$

sinon on peut trouver le facteur k_l qui symétrise la rangée et la colonne correspondant au compteur contrevenant l (**6**) tel que

$$s_{l,m} = k_l \cdot c_{l,m} \tag{44}$$

avec

$$k_l = \frac{\sum_{j=1}^{I} H_{i,l}^{(1)} - H_{l,l}^{(1)}}{\sum_{i=1}^{I} H_{l,i}^{(1)} - H_{l,l}^{(1)}} \tag{45}$$

Que ce soit pour l'une ou l'autre des deux méthodes d'estimation du contournement, la matrice de fonction de transfert peut être soit ré-estimée (par ex. avec l'équation 13) à partir des valeurs de courant corrigées (par éq. 42 ou 44) ou corrigée tel que

$$Hs_{i,j}^{(1)} = \begin{cases} H_{i,j}^{(1)} / k_l \text{ pour } j = l \\ H_{i,j}^{(1)} \quad \text{pour } j \neq l \end{cases} \tag{46}$$

de sorte que pour un contournement, il y a ajout du courant de subtilisation et aussi ré-estimation ou correction de la matrice de fonction de transfert. Soulignons que nous n'avons pas introduit la répartition de résistance h_l entre h_{l1} et h_{l2} dans les développements de 42 à 46 : l'augmentation de précision de modélisation apportée par cet ajout est mineure en comparaison de l'apport des autres sources d'erreurs. Dans la pratique, la correction de la fonction de transfert (éq. 46) donne de bons résultats lorsque le contournement est constant dans le temps (pas de manipulation) et d'un facteur de moins de 10. Un facteur de contournement élevé fait en sorte que les termes de la colonne (indice j) de la matrice $H_{i,j}^{(1)}$ où le compteur j pousse un courant (compteur « parlant ») sont mal estimés en raison de l'imprécision relative de la mesure d'un faible courant.

La modélisation de la subtilisation est souvent plus complexe que celles présentés aux équations 39 et 44. Pour exemple, prenons le cas d'un système biénergie qui, pour une température moindre que -12°C, déconnecte les éléments électriques pour activer le chauffage par énergie fossile. On peut observer chez un client une commutation des éléments électriques en amont du compteur plutôt qu'une déconnexion de ceux-ci. La subtilisation est alors discontinue. Dans d'autres cas, les deux types de subtilisation, dérivation (éq. 39) et contournement (éq. 44) sont simultanément opérés et varient en proportion dans le temps. Si la détection de la présence de subtilisation est usuellement aisée, il se peut que sa quantification exige un effort de modélisation peu rentable ou irréaliste.

En référence à la figure 3, l'identification d'un défaut de raccordement ou d'un point chaud dans une connexion d'un compteur à l'embase est simple : l'écart de tension (éq. 37) n'est significatif que pour le candidat où sied le défaut. La modélisation d'un défaut de raccordement ne touche qu'une correction de l'auto-terme de la matrice de fonction de transfert en y additionnant la résistance instantanée $F_{l,m}$ (**113**) correspondant à la perte de tension en fonction du temps tel que

$$H_{l,l,m}^{(1)} = H_{l,l}^{(1)} + F_{l,m} = H_{l,l}^{(1)} + \Delta\Delta v_{l,m} / c_{l,m} \,, \tag{47}$$

les autres termes restant inchangés. Notons que $H_{l,1}^{(1)}$ et $c_{l,m}$ sont à priori respectivement négatif et positif et $\Delta\Delta v_{l,m}$ est négatif lorsqu'il y a une augmentation de la résistance de raccordement pour le compteur *l*.

Que ***Hs*** soit estimé pour une dérivation ou pour un contournement, par la suite on réalise le calcul d'écart à la tension moyenne $\Delta vs'_{i,m}$

$$\Delta vs'_{i,m} = -\sum_j \left(Hs_{i,j}^{(1)} - \frac{1}{I}\sum_{n=1}^{I} Hs_{n,j}^{(1)} \right) \cdot cs_{j,m} \qquad (48)$$

(de l'équation 26), le calcul d'erreur de prédiction de l'écart de tension à la tension moyenne

$$\Delta\Delta vs_{i,m} = \Delta vv_{i,m} - \Delta vs'_{i,m} \qquad (49)$$

(de l'équation 37) pour terminer avec le calcul des courants de subtilisation résiduels $s_{i,m}$ (équation 38 ou 39) considérant $\Delta\Delta vs_{i,m}$ au lieu de $\Delta\Delta v_{i,m}$. Si l'estimation du courant de subtilisation est précise, alors les écarts de tension observés pour le compteur en faute diminuent et aussi les écarts pour d'autres compteurs impactés par le courant de subtilisation. Un critère de succès sera donc la minimisation des écarts entre le modèle et la mesure. Une estimation par approximations successives peut aussi être appliquée avec l'apport de d'autres variables d'action (ex. valeur de $h_{l,1}$, effet de la température sur le réseau et sur la lecture de tension des compteurs) dans la modélisation..

Plus formellement, on cherchera à minimiser l'écart quadratique

$$STDV_{\Delta\Delta}^2 = \frac{1}{I \cdot M}\sum_i \sum_m \Delta\Delta v_{i,m}^2 \ , \qquad (50)$$

calculé sur tous les enregistrements valides et les compteurs valides. Pour figurer une précision relative du modèle, on pourra comparer cet écart quadratique avec

$$STDV_{\Delta}^2 = \frac{1}{I \cdot M}\sum_i \sum_m \Delta v_{i,m}^2 \ , \qquad (51)$$

soit l'écart quadratique total des dérivées centrées de tension. De même, pour estimer un gain de précision du modèle considérant l'ajout des courants de non-conformité, on pourra comparer

$$STDV^2_{\Delta\Delta|s} = \frac{1}{I \cdot M} \sum_i \sum_m \Delta\Delta vs^2_{i,m} \quad , \tag{52}$$

avec $STDV_{\Delta\Delta}$ (34). L'estimation des courants de non-conformité n'est pas valable lorsque $STDV_{\Delta\Delta s} > STDV_{\Delta\Delta}$, et pour un rapport $STDV_{\Delta\Delta s} / STDV_{\Delta\Delta}$ moindre que 0.5, l'estimation des courants de non-conformité est considéré vraisemblable. Un ratio

$$R = 100 \cdot STDV_{\Delta\Delta} / STDV_{\Delta} \ (\%) \tag{53}$$

peut constituer un important indicateur de NCE possibles sur un réseau. Typiquement, un rapport de 10% ou moins est observé pour les réseaux bien modélisés par la méthode car sans anomalie majeure. Un rapport supérieur à 30% est un indicateur de NCE majeure possible. Dans un cas de culture intensive de marihuana où de 75 A à plus de 150 A sont subtilisés selon un patron cyclique journalier et cyclique de récolte (60 à 90 jours), le rapport R peut être proche de 100% d'erreur ou même supérieur à l'occasion.

Soulignons que dans le cas d'une non-conformité correspondant à un contournement (**106**) (fig. 2), l'erreur résiduelle $STDV^2_{\Delta\Delta|s}$ est peu ou pas modifiée par une variation du facteur de contournement k_l : il faut regarder, entre autres, du côté de la résistance apparente et de la dissymétrie de la matrice de fonction de transfert pour disposer d'un indicateur de la qualité de la modélisation du contournement.

L'introduction de plus d'un modèle de NCE pour un même réseau basse tension commande un ajustement simultanée des paramètres des modèles (ex. choix du modèle et facteur $k_{\Omega,i}$). Outre un ajustement manuel par essais et erreur, différentes méthodes d'optimisation peuvent être déployées. Parmi les critères d'optimisation, il y a, entre autres, la minimisation de l'erreur résiduelle $STDV^2_{\Delta\Delta|s}$ incluant la contribution de tous les modèles de NCE, il y a la symétrie de matrice de la fonction de transfert, l'élimination de termes positifs (résistance négatives) sur la diagonale (auto-termes) de la matrice de la fonction de transfert, le regroupement des valeurs des résistances apparentes, la réduction de la dispersion de la matrice de la fonction de transfert et l'augmentation de la corrélation ainsi que de la cohérence d'un compteur qui a son courant corrigé par rapport à lui-même et les autres comme nous verrons plus loin.

Notons que lorsqu'un client a pris le contrôle d'un compteur en l'alimentant avec une tension et un courant imposé, la stratégie d'optimisation est alors adaptée car la lecture de tension de

ce compteur est fictive : dans de tels cas, la subtilisation est détectée avec une quantification imprécise s'il n'y a pas de compteur témoin proche du compteur contrevenant. Une solution simple s'il y a un compteur proche du compteur contrevenant est d'ignorer les mesures du compteur contrevenant et considérer un courant de dérivation pour le compteur voisin.

D'un point de vue outil diagnostic, une visualisation de la matrice de fonction de transfert peut être avantageuse par rapport à une visualisation de la matrice ohmique. En effet, dans le cas d'une modélisation réussie d'un réseau exempt de NCE avec tous les compteurs qui sont intelligents et rattachés au réseau modélisé, la matrice de fonction de transfert est très proche d'être symétrique par rapport à sa diagonale, tel qu'illustré à la figure 10, ce qui n'est pas le cas de la matrice ohmique tel qu'illustré à la figure 9. Au premier coup d'œil sur le rendu graphique de la matrice de fonction de transfert on peut constater la qualité de la modélisation et cibler les compteurs affichant des anomalies de modélisation ou encore ceux qui possiblement ne sont pas raccordés au réseau. Dans l'exemple donné aux figures 9 et 10, le transformateur est situé au 3/8 du parcours de ligne alimentant d'un côté les compteurs 0, 1 et 2, et de l'autre côté les compteurs 3 à 7. Dans ce cas, les inter-termes plus foncés entre les deux groupes de compteurs opposés correspondent à des valeurs proches de la résistance interne du transformateur, soit la grandeur de Z_L (typiquement un peu moindre que 0.01 Ω). Dans la pratique d'un affichage couleur, les valeurs positives des termes de matrice de la fonction de transfert peuvent être mises progressivement e.g. de noir vers le rouge selon leur amplitude. Précisions qu'une valeur positive signifie qu'une augmentation de courant vient augmenter la tension au lieu de la diminuer, ce qui est anormal. Dans l'exemple illustré à la figure 10, on ne retrouve aucune valeur matricielle positive, ce qui ne sera pas le cas pour d'autres exemples plus loin. Nous poursuivons donc sur l'interprétation de la matrice de fonction de transfert, la matrice ohmique étant une étape de calcul pour les calculs des écarts mesurés à modéliser.

En référence à la figure 10, dans la matrice de fonction de transfert, un axe de la matrice exprime l'influence qu'un courant d'un compteur donné a sur la tension des compteurs alors que l'autre axe exprime l'influence qu'a les courants des compteurs sur la tension d'un compteur donné : c'est pourquoi, sur les illustrations de matrice, les noms de compteur « parlant » et compteur « écoutant » ont été respectivement donnés aux axes.

La réalité statistique fait en sorte que l'on peut observer des termes matriciels positifs pour la fonction de transfert, même s'il est inconcevable d'un point de vue physique qu'un conducteur ait une résistivité négative (soit un terme positif dans la fonction de transfert) ou encore, que la tension augmente quand on augmente le courant. Dans une implémentation graphique couleur,

ces termes peuvent être mis e.g. en rouge pour les distinguer nettement des autres termes négatifs. Des termes positifs sont, par exemple, observés quand des compteurs alimentent le chauffage de zones attenantes tel qu'existant dans un immeuble locatif : il y a un combat entre le chauffage commun et les chauffages des appartements lorsque les chauffages locatifs s'activent et que celui de la zone commune stoppe, le compteur alimentant le chauffage de la zone commune voyant alors une diminution de la tension avec la baisse de son courant transité. Des termes positifs sont aussi observés pour de l'éclairage de ville ou d'espace locatif où un luminaire s'éteint le matin au début de l'heure de pointe (en croissance de courant) et s'allume à la fin de l'heure de pointe (en baisse de courant). La matrice de fonction de transfert exprime une réalité statistique construite à partir d'un ensemble de mesures de courant qui ne sont pas décorrélées entre elles, ce qui fait que certaines inter-corrélations génèrent des valeurs loin de la réalité attendue pour un circuit électrique. Les termes matriciels approchent la réalité résistive du réseau pour des clients où des courants significatifs sont commutés aléatoirement. Les clients ayant une consommation selon un horaire journalier programmé ou qui partagent un processus commun (climatisation, chauffage ou éclairage) avec d'autres clients sont plus sujet à avoir des termes matriciels qui s'écartent de la réalité résistive du réseau.

Malgré les artefacts générés par une inter-corrélation des charges dans le temps, la comparaison de la résistance des inter-termes entre différents compteurs permet d'identifier :

- les compteurs qui ne sont pas rattachés avec le réseau basse tension modélisé,
- les compteurs qui sont regroupés ou rapprochés et ceux qui sont isolés,
- la subtilisation par contournement, et
- de façon moins marquée, divers autres NCE ou la présence de compteurs non-IMA (infrastructure de mesure avancée).

La matrice de fonction de transfert contient l'information relative à la répartition des baisses de tension sur le réseau en fonction des courants transités. Cette information ne contient qu'une partie des indicateurs utiles pour réaliser un diagnostic de NCE. C'est dans les aléas agitant cette fonction de transfert que l'on peut retrouver des indicateurs complémentaires. Trois moyens différents d'évaluation de l'aléa agitant la fonction de transfert, soit le calcul de dispersion, l'inter-corrélation et la cohérence, peuvent être utilisés.

Soit l'estimation

$$\sigma_{i,j}^{H^{(1)}} = \frac{1}{H_{i,j}^{(1)}} \cdot \sqrt{\frac{1}{M-1} \cdot \frac{\sum_{m=1}^{M} \left(\partial c_{i,m} \cdot H_{i,j}^{(1)} - \partial v_{j,m} \right)^2}{\sum_{m=1}^{M} \partial c_{i,m}^2}} \qquad (54)$$

de la dispersion relative sur la fonction de transfert $H_{i,j}^{(1)}$. Typiquement, une dispersion relative de moins de un dixième correspond à une bonne estimation (10 % de dispersion). Dans un premier aspect, le calcul de dispersion relative permet d'apprécier la précision de l'estimation de chacun des termes de la fonction de transfert et d'apprécier la qualité de la modélisation. Dans un second aspect, par ordre de sensibilité de + à ++++, la dispersion relative entre différents compteurs est influencée par :

- les compteurs qui ne sont pas rattachés avec le réseau basse tension modélisé (++++),
- la subtilisation par dérivation (++),
- la subtilisation par contournement (+),
- la subtilisation avec commutation régulière du moyen de subtilisation (++++), et
- les problèmes de raccordement (+++).

Notons que les compteurs qui transitent de faibles courants auront des valeurs importantes de dispersion relative inscrites dans leur rangée en mode « parlant » alors qu'en mode « écoute », selon la colonne correspondante, ils présenteront une faible dispersion relative. Usuellement, la dispersion est moindre pour les termes de la diagonale car les compteurs y sont à la fois « parlant » et « écoutant » avec la résistance de raccordement (7) (comme illustré aux figures 1 à 5) comme amplification de la relation delta-courant à delta-tension. À l'exception de son terme diagonal, un compteur non rattaché au réseau présente une dispersion relative importante pour la rangée et la colonne puisqu'il n'a pas de relation de cause à effet avec les autres compteurs : la seule inter-corrélation qui subsiste entre un compteur extérieur au réseau est celle avec le profil moyen de la variation cyclique de charge journalière et cette inter-corrélation peut donner des valeurs de résistance négatives comme positives, selon les artefacts statistiques qui prédomineront. Les figures 11A et 11B illustrent respectivement une matrice de fonction de transfert et une matrice de dispersion correspondante pour un cas de contournement massif par le compteur #4 et visible comme un courant de contournement sur le compteur #7. La fonction de transfert du #4 (figure 11A) exhibe des termes correspondant à des valeurs négatives de résistivité : ces termes apparaissent positifs et plus de 100 fois plus élevés selon l'axe où le compteur est « parlant » par rapport aux autres termes de la matrice pour la plupart négatifs. Pour cette méthode de subtilisation massive, tous les compteurs

voient une hausse plutôt qu'une baisse de tension alors que le courant mesuré du #4 est en augmentation : le résultat est une répartition de la dispersion (figure 11B) selon l'axe « parlant » du compteur contrevenant, la dispersion de l'auto-terme sur la diagonale du compteur contrevenant augmente alors que la dispersion des inter-termes diminue sur l'axe « parlant ».

Un autre moyen de mesurer la qualité de la modélisation et de déceler des NCE est par le calcul des inter-corrélations entre les variations de tension et les variations de courant. La corrélation entre courant et tension

$$\eta_{i,j} = \frac{\left| \sum_{m=1}^{M} \partial c_{i,m} \cdot \partial \hat{v}_{j,m} \right|}{\sqrt{\sum_{m=1}^{M} \partial c_{i,m}^2 \cdot \sum_{m=1}^{M} \partial \hat{v}_{j,m}^2}} \qquad (55)$$

correspond à la formulation de Bravais-Pearson, en proposant que $\sum_{m=1}^{M} \partial \hat{v}_{i,m} \cong 0$ et $\sum_{m=1}^{M} \partial c_{j,m} \cong 0$, pour laquelle on a ajouté un valeur absolue pour des motifs de convivialité de l'affichage graphique. Les consommateurs significatifs de courant auront une auto-corrélation importante, soit approchant ou supérieure à 0.5 sur la diagonale de la matrice de corrélation. Les valeurs hors diagonale de la matrice de corrélation sont usuellement bien inférieures à 0.5. Les compteurs rapprochés auront des termes commun hors-diagonale plus grands. La corrélation donne du poids à la vraisemblance d'une subtilisation : quand l'ajout au calcul de corrélation du courant de subtilisation calculé fait augmenter la corrélation d'un compteur par rapport à lui-même et les autres, cela donne de la crédibilité à l'estimation.

Dans une représentation multidimensionnelle, on peut voir la corrélation comme une mesure de la colinéarité vectorielle entre le vecteur courant et le vecteur tension : la magnitude relative des vecteurs n'est pas pris en compte.

Notons que le calcul de cohérence, soit

$$\gamma_{i,j} = \sqrt{\frac{\left(\sum_{m=1}^{M} \partial \hat{v}_{i,m} \cdot \partial c_{j,m} \right)^2}{M \cdot \sum_{m=1}^{M} \left(\partial \hat{v}_{i,m} \cdot \partial c_{j,m} \right)^2}} \qquad (56)$$

donne une information un peu différente de la corrélation. En effet, toujours en représentation multidimensionnelle, la cohérence équivaut au rapport de la longueur du vecteur résultant de la somme des vecteurs contributifs sur la somme des longueurs de ces vecteurs. Un vecteur contributif correspond ici au produit terme à terme du vecteur courant et du vecteur tension. Contrairement à la corrélation, les magnitudes sont contributives, ce qui fait de la cohérence souvent un meilleur outil de caractérisation de la subtilisation.

Les figures 12A et 12B permettent de comparer les matrices respectives de corrélation et de cohérence. Ces matrices donnent souvent des résultats du même ordre et redondants. La figure 13 illustre le rapport entre la matrice de corrélation et celle de cohérence : la variation des termes est de l'ordre de ± 30%. Sur un graphe en noir et blanc, ces matrices ne se démarquent pas l'une de l'autre alors qu'avec un rendu couleur, l'on peut apprécier la différence. Usuellement, notre préférence est pour le résultat obtenu avec la matrice de cohérence. Dans le cas présenté aux figures 12A et 12B, le compteur #3 est vu comme une NCE probable qui présente une faible auto-cohérence et presque pas d'inter-cohérence.

Différentes méthodes d'estimation de la matrice de fonction de transfert peuvent être mises en œuvre et certaines de celles-ci visent une paramétrisation de la fonction de transfert selon la température et la charge sur le réseau.

La variation avec la température de la conductivité des alliages de cuivre et d'aluminium utilisés comme conducteur sont du même ordre, soit entre 0.002 et 0.004 par °C. Comme la matrice de fonction de transfert correspond à un mélange de résistivité de ces alliages, on pourrait corriger au premier ordre la variation moyenne de résistivité avec la température. Cependant, puisque la température d'un compteur n'est usuellement pas transmise aux centres de données, nous ne disposons que de la température météorologique de la station la plus proche. De plus, la température des conducteurs diffère de l'ambiant : il faut considérer l'ensoleillement, le vent et le courant de chaque conducteur et insérer ces informations dans un modèle thermique pour avoir une bonne idée de la température de chaque conducteur. Les tests numériques effectués sans modèle thermique ne donnent pas de gains significatifs en précision. Dans ces tests, l'estimation de la matrice (éq. 19) a ses valeurs sommées compensées avec la température de l'enregistrement et l'estimation de la dérivée de tension (éq. 26) se fait en considérant aussi la température, soit

$$H_{i,j} = \frac{\sum_{m=1}^{M}\left(1+\beta\cdot\left(T_m - T_r\right)\right)^{-1}\cdot\partial v_{i,m}\cdot\partial c_{j,m}}{\sum_{m=1}^{M}\partial c_{j,m}^2} \text{ et} \qquad (57)$$

$$\Delta v'_{i,m} = -\left(1+\beta\cdot\left(T_m - T_r\right)\right)\cdot\sum_j\left(H_{i,j}^{(1)} - \frac{1}{I}\sum_{n=1}^{I}H_{n,j}^{(1)}\right)\cdot c_{j,m} \qquad (58)$$

où β est le coefficient de variation de la résistance avec la température avec T_r la température de référence (usuellement 0°C). Un problème est que la température météo T_m ne correspond pas à plusieurs degrés près à la température des conducteurs et que la tension au transformateur V_T est corrélée avec la température. Enfin, la cohérence ne semble pas augmenter significativement si l'on multiplie par $\left(1+\beta\cdot\left(T_m - T_r\right)\right)$ la tension mesurée. Différentes formulations pour 57 et 58 n'ont pas permis d'observer d'amélioration notable.

Dans la demande CA 2,927,482 (Léonard et al.), une des méthodes proposées construit la cohorte de réalisations qui correspondent à un rapport de charges qui dépasse un seuil donné, ce rapport étant, par exemple, la charge d'un compteur donné sur la charge correspondant à la somme des autres compteurs. Le calcul de la fonction de transfert donné à l'équation 19 pour les termes où le compteur sélectionné est « parlant » est alors réalisé à partir des réalisations de cette cohorte où le compteur « parlant » parle fort. Cette méthode permet de cumuler dans les sommations de l'équation 19 des informations moins bruitées. Par exemple, dans le cas de deux compteurs dominant la charge et transitant des courants importants, quand un se tait, on écoute l'impact de la variation de charge de l'autre et vice-versa. Évidemment, les compteurs ne mesurant pas de courant significatif génèreront une cohorte de population réduite, sinon nulle : le terme matriciel correspondant est alors mis à zéro. Les figures 14A, 14B, 14C, 14D illustrent, pour les mêmes données que les figures 12A, 12B et 13, respectivement, la matrice de fonction de transfert et la matrice de dispersion correspondante calculées à partir de toutes les réalisations dans le calcul des équations 19 et 48 (figures 14A et 14B), et le même calcul repris avec une cohorte distincte pour chaque compteur « parlant » maximisant le rapport du courant du compteur « parlant » sur la somme des courants des compteurs « écoutants » (figures 14C et 14D). Hormis pour le compteur #3 qui est vu comme une NCE probable, les auto-termes ne changent pas significativement alors que la dispersion est réduite d'un facteur 10 en moyenne.

La même méthode appliquée à des blocs temporels d'environ un mois permet de tenir compte de la variation saisonnière de résistance avec la température et de répartition de charge

moyenne entre les compteurs. Les figures 15A, 15B, 15C et 15D illustrent des exemples d'une variation saisonnière de l'auto-terme de matrice de fonction de transfert, par des calculs réalisés sur 12 blocs pour environ 13 mois. Les courbes en continu et celles en pointillé correspondent respectivement à la valeur de l'auto-terme plus quatre fois la dispersion et moins quatre fois la dispersion (éq. 48) donnant ainsi un aperçu de l'enveloppe d'incertitude sur les auto-termes calculés. Les températures minimales (les hivers) se situent aux deux extrémités avec des baisses dépassant les -20°C et les températures maximales (l'été) se situes au centre avec des maximums excédant +25°C. Pour un petit consommateur ou pour un consommateur qui consomme raisonnablement et également dans l'année, la variation de résistance annuelle est apparente et de l'ordre de 10 %. Un consommateur qui climatise l'été et chauffe avec de l'énergie fossile l'hiver accentue significativement la variation saisonnière de résistances. Inversement, un consommateur qui chauffe électrique l'hiver mais qui ne climatise pas l'été aura une moindre variation saisonnière de la résistance : dans certains cas, on observe peu ou pas de variations saisonnière car les conducteurs sont échauffé l'hiver par un fort courant et peu sollicité l'été. La variation cyclique journalière de la charge imprègne aussi une variation journalière de résistance. Idéalement, les estimations de matrice de fonction de transfert sont partitionnées (au sens « bin » en anglais) en fonction de regroupements de température ambiante et de charges. Cependant, statistiquement, il n'est pas toujours possible d'avoir tous les compteurs « parlant », se démarquant les uns des autres, pour chaque regroupement de conditions températures et de charges. Un compromis peut être réalisé entre le nombre de partitions (« bins ») et la population minimale retrouvée dans celles-ci. En conclusion, mélanger des estimations de fonction de transfert pour différentes températures et charges peut impliquer une erreur de modélisation de l'ordre de 10% sur une cumulation annuelle de réalisations.

Un avantage de la présentation graphique des figures 15A, 15B, 15C et 15D est d'illustrer deux grandeurs à la fois, soit une valeur de résistance (point) et sa dispersion (courbe continue et courbe pointillée). L'augmentation de dispersion observée sur le graphe de la figure 15C s'explique par une cohorte plus réduite où il est « parlant » en raison d'une réduction de la consommation estivale du client. Une NCE qui modifie la résistance apparente d'un consommateur peut aussi être décelée par cette méthode telle que démontrée pour le passage du bloc 10 au bloc 11 sur le graphe de la figure 15D. L'acuité diagnostique s'accroit lorsque l'on compare cette variation avec la température et la puissance consommée par un client. Par exemple, un client pour lequel on calcule un courant de subtilisation en dérivation (éq. 38-39) qui correspond à du chauffage affichera un profil de la variation de résistances saisonnière similaire à son voisin qui chauffe électrique légalement : la variation saisonnière de résistances

contribue à la vraisemblance d'une hypothèse diagnostique de NCE en confirmant ou infirmant celle-ci.

Les figures 15A, 15B, 15C et 15D illustrent la variation de résistances saisonnière pour un auto-terme de la matrice de fonction de transfert mais il est aussi possible de calculer de telles variations pour les matrices de dispersion, de corrélation et de cohérence. De plus, le calcul peut être étendu à tous les termes de la matrice ou encore pour un regroupement de termes tel, par exemple, la somme des termes par rangés ou par colonnes de la matrice. Dans la pratique, les variations particulièrement utiles sont celles des auto-termes et celles de la somme des termes où un compteur est dit « parlant » tel que

$$R_j = \sum_{i=1}^{I} H_{i,j} \ . \qquad (59)$$

La modélisation multidimensionnelle de la fonction de transfert constitue un moyen avantageusement précis, au prix d'être plus exigeant en ressource mémoire et en temps de calcul pour l'identification des paramètres du modèle, sans compter la complexité d'implémentation. Par modélisation multidimensionnelle, on entend une représentation de la variation de tension d'un compteur en fonction des courants de tous les compteurs et en fonction de la température. Cette représentation peut être linéaire ou d'ordre supérieure. Par exemple, dans une représentation linéaire, on obtient un plan moyen qui minimise le moindre carré des écarts entre les réalisations et le plan. La méthode multidimensionnelle peut consister à, dans une première étape, partitionner (« clusterize ») les réalisations en groupes fonction de la charge et de la température, et, dans une seconde étape, à interpoler le modèle obtenu par partitionnement (« clustering ») afin d'obtenir les termes de la fonction de transfert pour une température et une charge donnée. Une méthode préférée utilise le partitionnement décrit dans la demande US 2014/0100821 (Léonard) et le krigeage comme interpolateur tel que décrit dans « Application de la statistique et du krigeage a la surveillance de groupes hydroélectriques à Hydro-Québec », RAIRO - APII - JESA Volume 30 - n° 4/1996.

La figure 16 présente un cas de subtilisation massive pour une serre de production de marihuana et illustre un exemple d'interface utilisateur. Dans l'interface, en débutant par le haut, deux barres horizontales présentent l'état de validité des réalisations (**500**). La barre du haut est celle obtenue avec la détection des pertes de tension et des surtensions. La barre du bas est celle où s'ajoutent les anomalies mineures détectées après un premier calcul de matrice ohmique. Différentes grandeurs mesurées ou calculées peuvent être affichée sur le principal affichage graphique (**502**) en fonction du temps et d'un identifiant compteur. L'échelle

temporelle peut être en heure, en jours, en numéro de réalisation (tel que présentement affiché sur le graphe) ou autre unité temporelle. L'identifiant compteur peut être le numéro d'ordre du compteur, un numéro anonyme ou un autre identifiant. Le choix de la grandeur affichée peut se faire à l'aide d'un menu déroulant (504). Parmi les grandeurs utiles qui peuvent être affichées mentionnons la tension mesurée, la différence entre la tension mesurée et la tension moyenne, le courant mesuré, le delta chute de tension $\Delta\Delta v_{j,m}$ et le courant de subtilisation calculé. Un curseur avec une boîte de configuration et d'affichage (**506**) permet de lire les valeurs graphiques en affichant simultanément la température correspondante (**508**) et l'estampille temporelle (**510**). Un graphe thermomètre (**520**) affiche la tension moyenne de chaque compteur permettant de comparer la tension moyenne avec le courant mesuré et subtilisé. Pour ce graphe, l'intervalle du débattement du thermomètre est donné en-dessous, soit 5.258 V pour cet exemple. Dans l'encadré (**530**) où s'affiche l'identifiant transformateur, l'utilisateur peut manuellement configurer des modèles de NCE en sélectionnant le numéro de compteur, le type de NCE et autres paramètres (non visible pour la sélection « dérivation »). Au moyen d'un commutateur (**532**), l'utilisateur peut visualiser le graphe (**502**) pour lequel les écarts de chute de tension $\Delta\Delta v_{j,m}$ et les courants de subtilisation calculés sont corrigés par les NCE configurés et calculées. Pour juger de la qualité de la modélisation, la déviation quadratique à la tension moyenne (**534**) $STDV_{\Delta}^{2}$ est affichée et comparée avec la déviation résiduelle après modélisation du réseau (**536**) $STDV_{\Delta\Delta}^{2}$ et la déviation résiduelle après modélisation du réseau et des NCE (**538**) $STDV_{\Delta\Delta|s}^{2}$. Un affichage graphique situé en bas de l'interface présente soit le tracé du compteur correspondant au curseur dans le graphe principal (**502**) ou soit les mesures relatives à l'un des compteurs qui a sa NCE modélisée, le tout superposé avec les tracés de température et de courant du compteur sélectionné. La position temporelle du curseur du graphe inférieur (**540**) suit la position du curseur du graphe supérieur (**502**). À gauche du graphe inférieur, on retrouve les valeurs de courant, de somme du courant et la valeur au curseur pour la position du curseur. À la droite, ce sont les énergies annuelles mesurées et subtilisés en KWh et en unité monétaire.

La sélection de la ligne et du transformateur, de même que les paramètres de lecture, soit le début et la fin des réalisations à traiter, les paramètres de validation, telles la tension minimale et la tension maximale, peuvent être accessibles sur une autre fenêtre d'interface. La visualisation des matrices (fonction de transfert, dispersion, corrélation et cohérence) peut aussi être disponible sur une autre fenêtre. Une forme condensée de l'interface utilisateur et des autres fenêtres peut être réalisée pour un affichage sur un téléphone cellulaire ou une tablette et constituerait le mode « expert » de visualisation. Ces affichages condensés peuvent

être simplifiés et interprétés pour constituer un mode « normal » adapté aux besoins d'un utilisateur non expert sur le terrain lorsque celui-ci ne peut interpréter ces graphes et désire seulement savoir s'il y a subtilisation sur le réseau, par qui, et si possible la quantité avec une appréciation de la vraisemblance de ces verdicts.

Concernant le cas de subtilisation massive présenté à la figure 16, on observe que la tension moyenne du compteur fautif est plus de 4 V plus basse que celles des autres compteurs. Un simple calcul à partir de cette perte de tension et de la résistance correspondant à l'auto-terme de la matrice de la fonction de transfert illustrée à la figure 17, soit 0.055 Ω, donne une moyenne de 4/0.055 = 72 A de courant total, soit le courant mesuré plus celui de la subtilisation. Le graphe du bas (**540**) de l'interface illustrée à la figure 16 affiche une subtilisation crête atteignant 170 A mais négative de plus de 50 A, donnant une valeur crête à crête de plus de 220 A : la subtilisation a introduit un biais dans la méthode d'étalonnage de la tension du compteur #3 qui déplace d'une valeur constante l'estimation du courant de subtilisation. Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour renormaliser la courbe du courant de subtilisation. En mode « expert », la correction de l'affichage du courant calculé pour la subtilisation peut ne pas être offerte. Par contre, cette renormalisation est nécessaire pour le calcul des kW subtilisés. Une méthode consistant à prendre la valeur négative la plus basse comme valeur plancher et soustraire cette valeur négative de l'estimée (i.e. soustraire une valeur négative revient à additionner la grandeur positive correspondante) n'est pas préconisée car elle conduit à une surestimation des courants de subtilisation en ajoutant la valeur crête de l'aléa, à laquelle contribue le bruit de mesure, à la grandeur du courant estimé pour la subtilisation. Une méthode visuelle consiste à estimer la position du milieu de la trace de plancher et de prendre la grandeur correspondante comme valeur à additionner pour la renormalisation. Sur la figure 16, cette grandeur est d'environ 50 A. Automatiser la méthode visuelle revient à réaliser un histogramme pour la portion des valeurs les plus négatives et de retrouver le premier sommet d'histogramme à partir de moins l'infini. Le premier sommet d'histogramme correspond alors à la grandeur de la correction à appliquer pour la renormalisation. Question robustesse, on peut limiter la recherche du sommet à un percentile maximum des données, soit typiquement 10%. Si l'on fait la somme des KWh annuel mesurés et subtilisés, on obtient un courant équivalent de 78 A pour une tension de 245 V, ce qui donne proche du courant moyen estimé précédemment de 72 A à partir de la chute de tension moyenne. Notons que la déviation quadratique à la tension moyenne (534) $STDV_{\Delta}^{2}$ affichée est de 2.69 VRMS, la déviation résiduelle après modélisation du réseau (536) $STDV_{\Delta\Delta}^{2}$ est de 1.48 VRMS et la déviation résiduelle après modélisation du réseau et des NCE

(538) $STDV^2_{\Delta\Delta|s}$ est de 0.048 VRMS, ce qui démontre une bonne modélisation. Pour des compteurs qui ont une spécification de ±0.2%, soit ±0.5 V, on obtient, dans cet exemple, par la méthode un écart RMS de modélisation dix fois moindre malgré une situation de NCE majeure.

La figure 18 illustre un affichage principal d'interface utilisateur semblable à celui illustré à la figure 16 pour un cas où l'on retrouve sur le même réseau un contournement (compteur #19), une dérivation (compteur #37) et un contournement sur dérivation alternée (compteur #10). Le graphe inférieur affiche en gris le courant de contournement du compteur #19. Les figures 19A et 19B illustrent des matrices de fonction de transfert avant et après multiplication du courant du compteur #19 par un facteur 9x. Les figures 20A et 20B illustrent une résistance apparente des compteurs par rapport à la tension moyenne avant et après multiplication du courant du compteur #19 par le facteur 9x. Le contournement au compteur #19, lorsqu'estimé à un facteur 9 (comme réglé avec le contrôle nommé « x Current » dans la figure 18) donne un aspect symétrique à la matrice de fonction de transfert tel qu'illustré à la figure 19B. Les figures 20A et 20B démontrent que la correction de courant du compteur #19 corrige la résistance apparente de celui-ci, la résistance apparente correspondant à la somme des termes de la ligne de matrice de la fonction de transfert pour laquelle un compteur est « parlant ». Pour le compteur #37, une simple dérivation alimente le chauffage. Pour le compteur #10, il exhibe des écarts de variation de tension et a la tension la plus faible sur le réseau alors qu'il ne consomme presque rien. La méthode décrite dans la demande CA 2,927,482 (Léonard et al.) permet de confirmer que le compteur #10 est bien un subtilisateur actif et majeur manipulant constamment des charges de dérivation à contournement. Malgré une déviation résiduelle après modélisation du réseau et des NCE qui reste relativement élevée surtout en raison de la présence du compteur #10, une modélisation plus précise peut être effectuée lorsqu'on connait l'équipement utilisé et la configuration de cet équipement. Dans ce dernier cas, le compteur qui manipule des charges de dérivation à contournement introduit du bruit dans la modélisation et nous obtenons parfois de meilleurs résultats en retirant ce compteur : tel que pour un non-IMA, ce sera alors un compteur rapproché qui exhibera alors comme une dérivation une partie de la vraie charge manipulée. La proportion observée sur le compteur voisin est selon le rapport de résistance commune partagée par les compteurs sur la résistance de l'auto-terme du compteur « i » voisin, soit $H_{l,i}/H_{i,i}$. Le compteur voisin qui présentera le plus grand rapport $H_{l,i}/H_{i,i}$ sera celui qui exhibera le plus grand courant de subtilisation par dérivation.

En référence à la figure 21, il est illustré un organigramme d'étapes principales selon une réalisation possible de la méthode. La méthode peut débuter avec une interrogation d'une base de données (**301**) et des calculs afin de déterminer des valeurs discrètes de tension et de courant (**100**) relatifs à un réseau basse tension regroupant un ensemble de compteurs intelligents rattachés à un même transformateur. La méthode part alors d'une base de données (**301**) où y est décrit un appariement transformateur-compteur et utilise cette information pour interroger la base de données afin de collecter des réalisations communes aux compteurs rattachés au transformateur ciblé. Cette étape détermine entre autres un début et une fin des données traitées, donc un nombre de réalisations. Notons que la méthode peut être appliquée successivement à des blocs de réalisations contigus ou partiellement superposés, auquel cas s'ajoute un paramètre définissant un pas entre deux blocs traités par la méthode, soit un nombre de réalisations distançant chaque bloc qui sera traité par la méthode. Sur plusieurs blocs contigus, il est normal d'avoir des compteurs qui changent d'appariement de transformateur : les blocs peuvent alors être soit écartés, si une population de réalisation est inférieure à un seuil donné, ou tronqués en début ou/et en fin là où un changement d'appariement se produit de sorte que les réalisations traitées le soient pour une même configuration de réseau basse tension. Dans une première itération, il n'y a pas d'ajout de courant correspondant aux NCE modélisées (**102**). Le calcul de dérivées discrètes de tension et de courant (**106**) est effectué après une détection et un retrait d'anomalies majeures (**104**) correspondant, entres autres, à des pannes de courant, à des surtensions et à des erreurs de synchronisation temporelle de données. Le calcul de la matrice ohmique (**108**) comprend l'étape de calcul de la matrice de fonction de transfert, et si requis, celui de la matrice de dispersion, de la matrice de cohérence, de la matrice de corrélation et est suivi d'une estimation des pertes de tension $\Delta v'_{i,m}$ (**110**). Des écarts à la tension centrée $\Delta vv_{i,m}$ sont calculés tel qu'illustré au bloc (**112**) et les pertes de tension $\Delta v'_{i,m}$ sont soustraites de ces écarts (**114**) afin d'obtenir l'écart sur la perte de tension $\Delta\Delta v_{i,m}$ (**115**) entre le mesuré et le modélisé. Cet écart est par la suite comparé à un seuil, pour chaque compteur pris individuellement ou pour un signal regroupant les écarts des compteurs, de façon à détecter des anomalies mineures (**116**). Usuellement, cette étape est suivit d'un retrait des anomalies mineures (**118**) pour la suite du traitement. Cependant, dans certaines circonstances où ces anomalies représentent une fraction importantes de la population des réalisations, on peut choisir de faire l'inverse, soit écarter les données normales et conserver les données anormales au cas où les données normales correspondraient à un état de subtilisation et les données anormales à un état de non subtilisation. Le calcul des dérivées discrètes de tension et de courant (**120**), le calcul de la matrice ohmique (**122**) ainsi que l'estimation des pertes de

tension (**126**) $\Delta v'_{i,m}$ sont repris sur le nouvel ensemble des réalisations déterminé à l'étape de retrait des anomalies mineures (**118**). Le calcul des écarts à la tension centrée $\Delta vv_{i,m}$ (**128**) s'effectue avec les tensions étalonnées à partir de facteurs déterminés à l'étape du calcul des facteurs d'étalonnage (**124**). Les pertes de tension $\Delta v'_{i,m}$ sont soustraites des écarts $\Delta vv_{i,m}$ (**128**) afin d'obtenir l'écart sur la perte de tension $\Delta\Delta v_{i,m}$ (**131**) et suivit du calcul des courants de subtilisation (**132**) et du calcul des indicateurs de qualité de l'analyse (**134**) tels les valeurs $STDV_{\Delta}^2$, $STDV_{\Delta\Delta}^2$ et $STDV_{\Delta\Delta|s}^2$. À l'étape de « précision atteinte » (**136**), en mode automatique, des indicateurs de qualité sont comparés à un seuil pour déterminer si la précision ciblée est atteinte et cesser alors les itérations pour terminer l'exécution de la méthode et transmettre le résultat par exemple pour enregistrement dans une base de données, pour un traitement subséquent ou affichage sur un écran. En mode manuel, l'utilisateur détermine s'il soumet des modifications de modélisation des NCE ou s'il arrête les itérations à cette étape de la méthode. En mode automatique, il peut être souhaitable de compter le nombre d'itérations effectuées et de limiter le nombre à un maximum afin de ne pas boucler à l'infini ou, à tout le moins, pour restreindre une durée d'exécution de la méthode dans un temps prescrit. En mode automatique, la modélisation des NCE peut être aléatoire par essai et erreur (e.g. méthode de recuit simulé ou « simulated annealing ») en conservant le meilleur résultat, ou un ensemble de certains meilleurs résultats, pour une NCE à la fois, en ajoutant une nouvelle NCE après constat de la convergence des itérations. L'ajout des NCE modélisées (**102**) peut être disposé en tout début du processus mais aussi plus loin tel qu'avant le second calcul des dérivées discrètes de tension et de courant (**120**).

La figure 22 illustre une réalisation possible d'un système ayant un arrangement physique de connectivité pour exécuter la méthode selon l'invention. Un réseau de communication (**300**) reçoit les mesures de consommation des compteurs intelligents (**1**) rattaché à un réseau basse tension (**2**) lui-même rattaché à une ligne moyenne tension (**30**) par un transformateur (**3**). Le réseau de communication (**300**) comprend des équipements de communication pouvant disposer d'une mémoire contenant temporairement les données des mesures compteur à transiter. Une unité de traitement (**302**), comprenant un processeur (**303**), une mémoire (**304**), une interface entrée/sortie (**305**) et de préférence une table relationnelle pour anonymisation des données (**309**) reçoit les données de tension compteur du réseau de communication (**300**) ou d'une base de données (**301**) pouvant contenir les historiques de mesures compteurs et des tables relationnelles qui décrivent la topologie du réseau (**2**). L'unité de traitement (**302**) a en sa mémoire (**304**) des instructions relatives à la méthode et son processeur (**303**) les exécute. L'historique des tensions contenu dans la base de données (**301**) peut avoir été généré et

déposé dans celle-ci par le réseau (**300**) et/ou par l'unité de traitement (**302**). L'unité de traitement (**302**) peut être configurée par un terminal (**306**) rattaché à celle-ci ou par un autre équipement via le réseau de communication (**307**) rattaché à l'interface entrée/sortie (**305**). La méthode peut être démarrée manuellement par un utilisateur du terminal (**306**) ou par une configuration qui comprend entre autres une intervalle entre deux exécutions automatiques de la méthode. D'autres applications peuvent au travers du réseau de communication (**307**) consulter ou modifier la base de données (**301**), et plus particulièrement les tables relationnelles contenues dans celle-ci (**301**). D'autres applications peuvent configurer la méthode dans l'unité de traitement (**302**) au travers du réseau de communication (**307**) relié à l'interface entrée/sortie (**305**). L'unité de traitement (**302**) peut débuter l'application de la méthode illustrée à la figure 21 par une sélection d'un réseau basse tension (**2**) à contrôler et une quête des historiques compteurs afférents au réseau (**2**). La suite du traitement peut être réalisée dans l'unité de traitement (**302**) ou dans un « nuage privé d'applications partagées » (**308**) implémentant la méthode ou une partie de la méthode comme illustrée à la figure 21. Dans ce dernier cas, il est souhaitable que les données transmise de l'unité de traitement (**302**) dans le nuage privé (**308**) soient rendues anonymes pour protéger le droit à la vie privée des clients : une table relationnelle (**309**) sera alors créée pour faire un lien entre des identifiants clients et un identifiant anonyme des compteurs (**1**) et pour des identifiants réseaux basse tension (**2**) et pour des identifiants réseaux moyenne tension (**30**). Le résultat de la méthode peut être utilisé par d'autres méthodes déployées dans l'unité de traitement (**302**) ou dans le nuage privé (**308**), ou transmis pour affichage au terminal (**306**) ou transmis à tout autre système relié via le réseau de communication (**307**).

Bien que des réalisations de l'invention aient été illustrées dans les dessins ci-joints et décrites ci-dessus, il apparaîtra évident pour les personnes versées dans l'art que des modifications peuvent être apportées à ces réalisations sans s'écarter de l'invention.

REVENDICATIONS:

1. Méthode, système ou produit comprenant toute caractéristique décrite ou illustée, individuellement ou en combinaison avec d'autres caractéristiques, dans toute configuration.

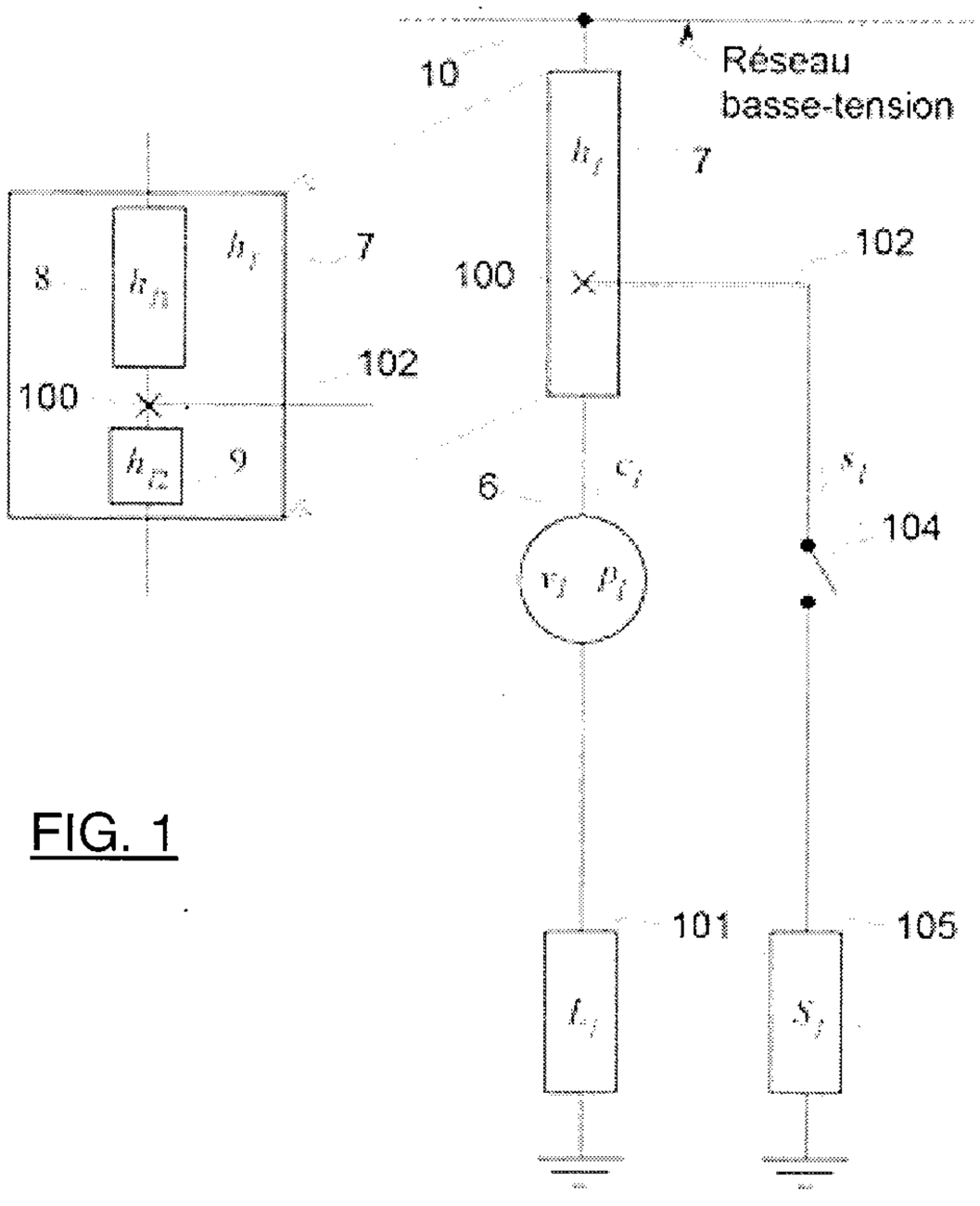

10
Réseau
basse-tension
h_1
7
8
h_{11}
h_1
7
102
100
100
102
h_{12}
9
6
c_1
s_1
104
v_1 p_1
101
105
L_1
S_1

FIG. 1

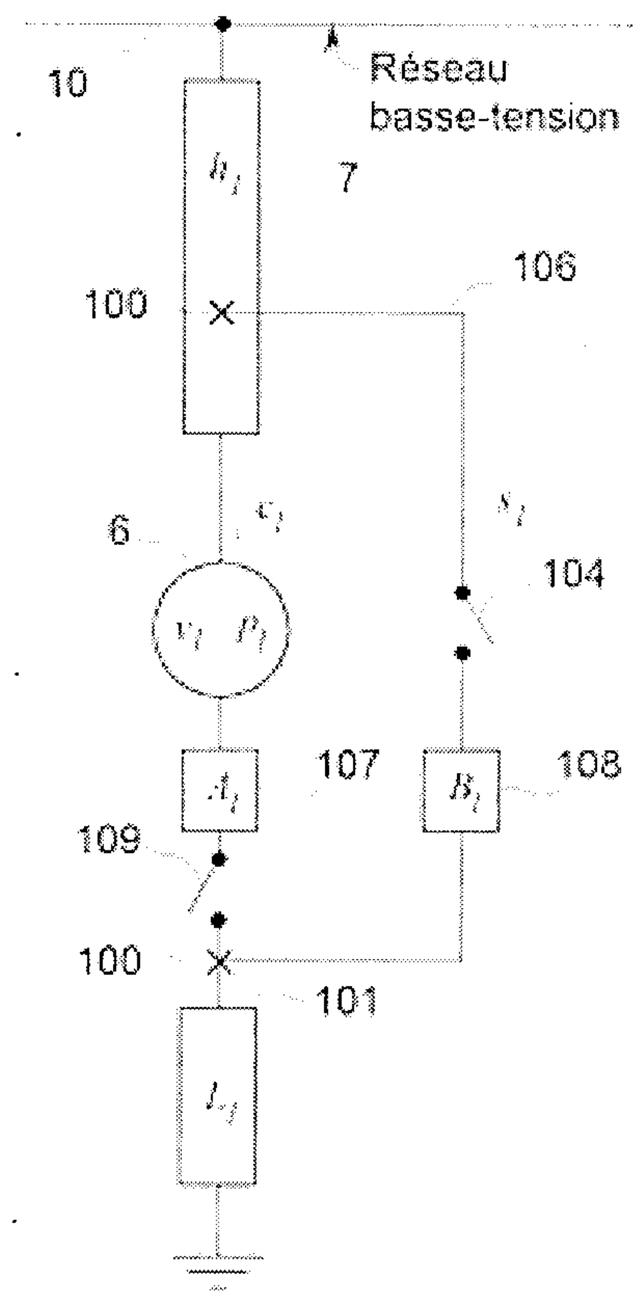

10
Réseau
basse-tension
h_1
7
106
100
6
c_1
s_1
104
v_1 p_1
107
108
A_1
B_1
109
100
101
L_1

FIG. 2

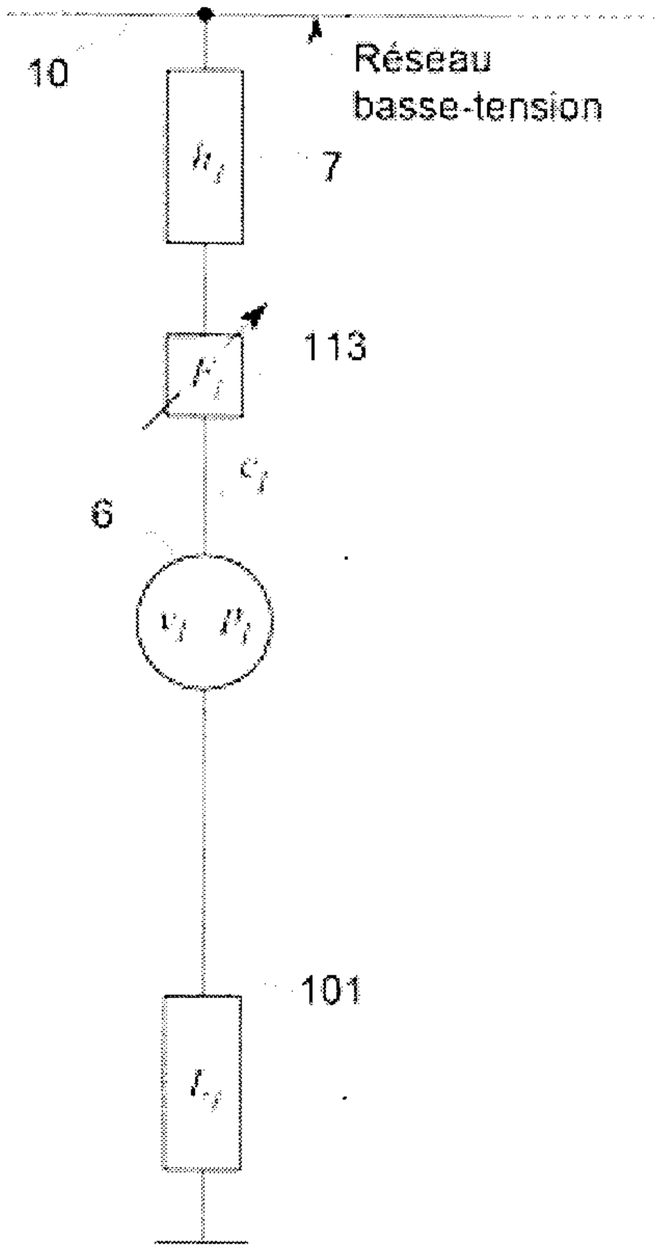

10
Réseau
basse-tension
h_i
7
113
F_i
c_i
6
v_i P_i
101
L_i

FIG. 3

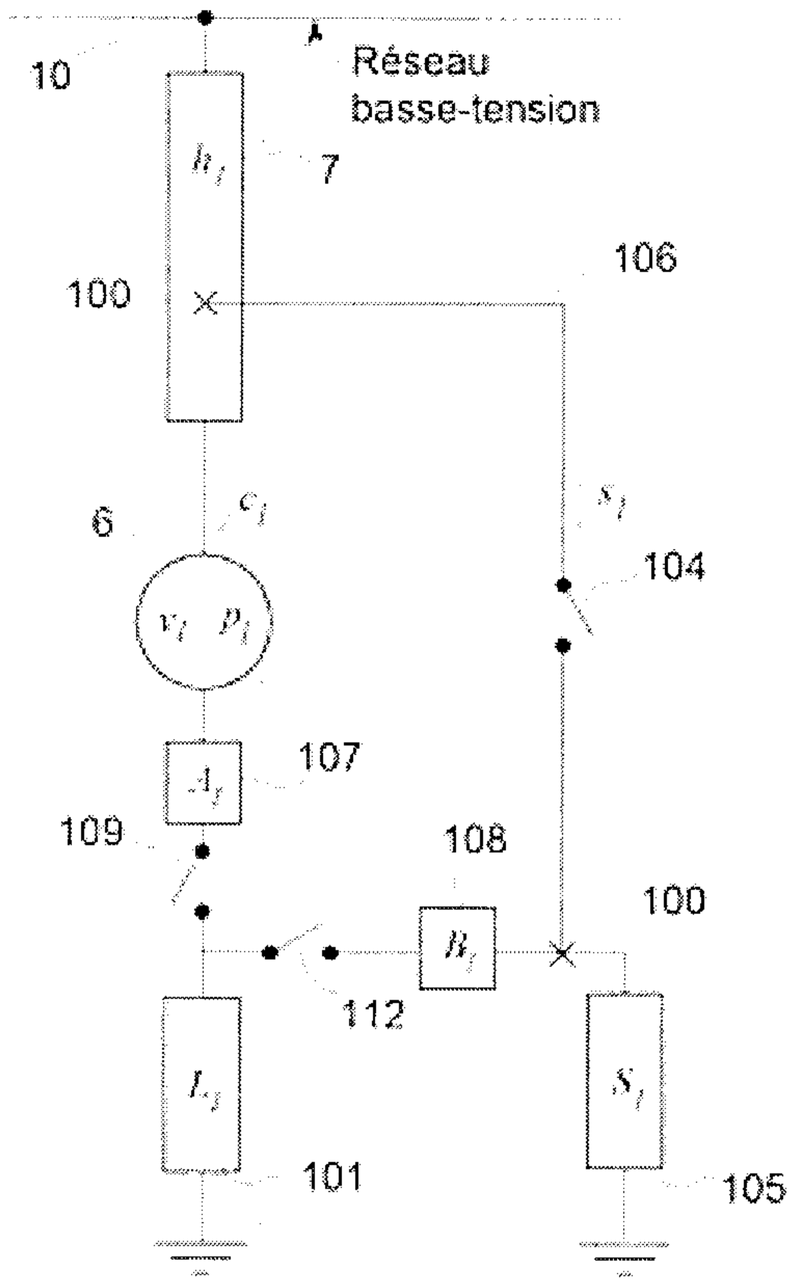

10
Réseau
basse-tension
h_i
7
106
100
c_i
s_i
6
104
v_i P_i
107
A_i
109
108
100
R_i
112
L_i
S_i
101
105

FIG. 4

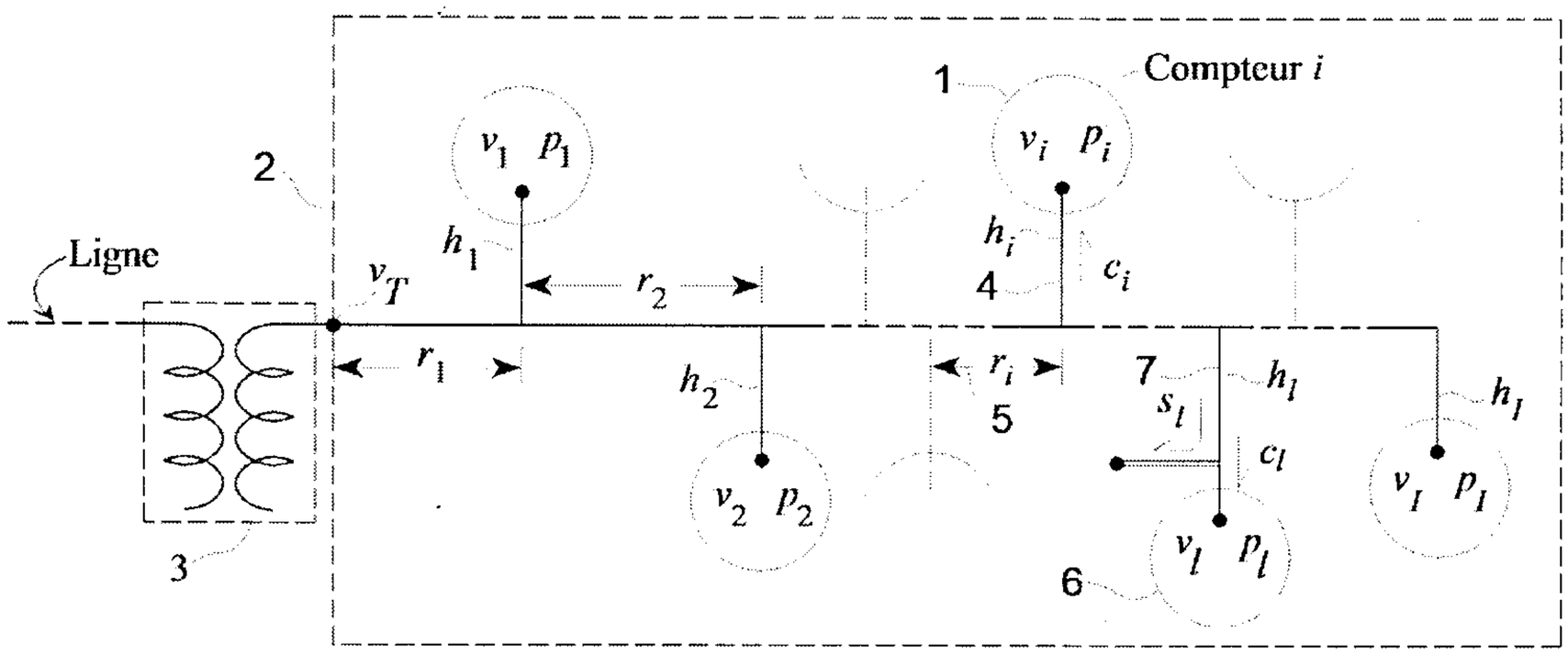


FIG. 5

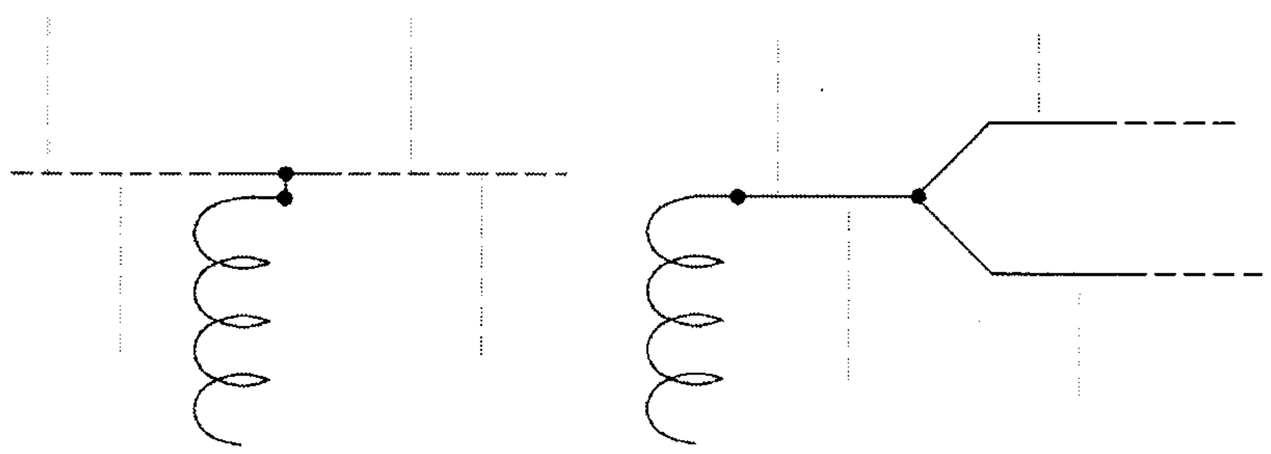


FIG. 6A

FIG. 6B

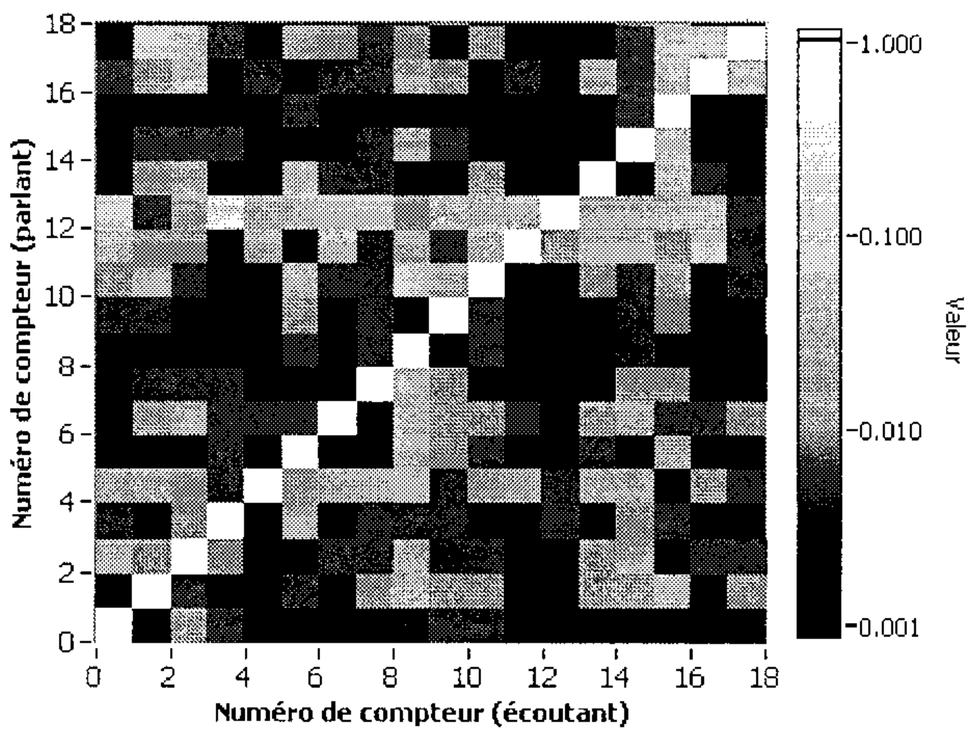


FIG. 7

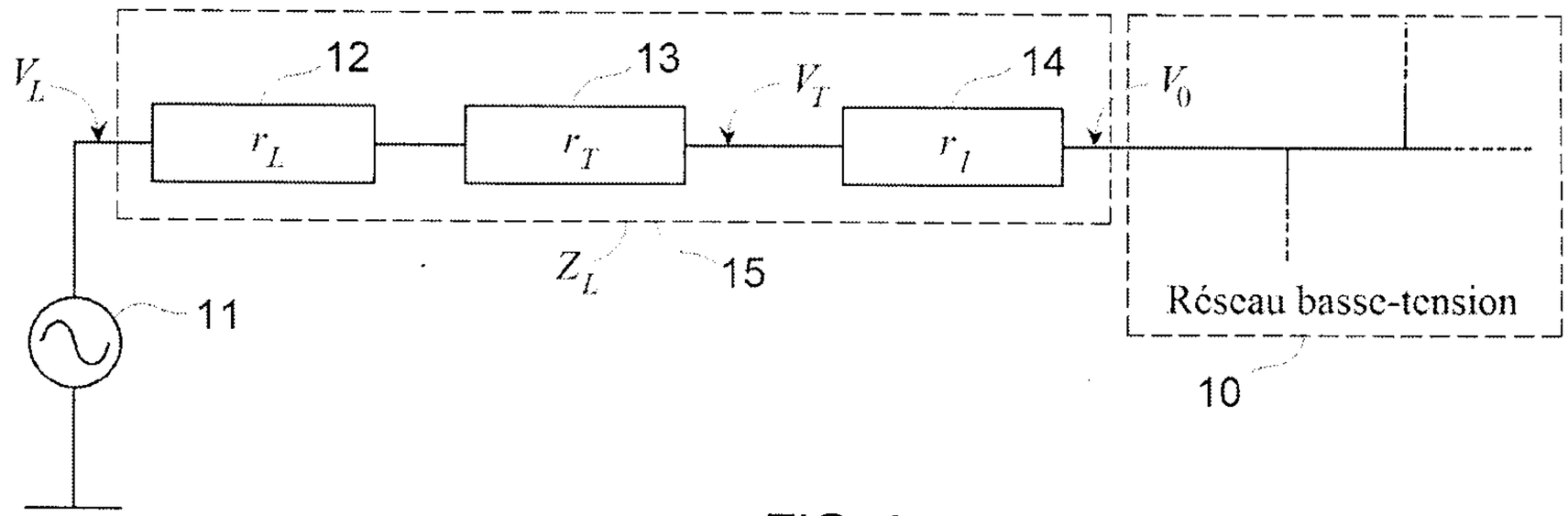


FIG. 8

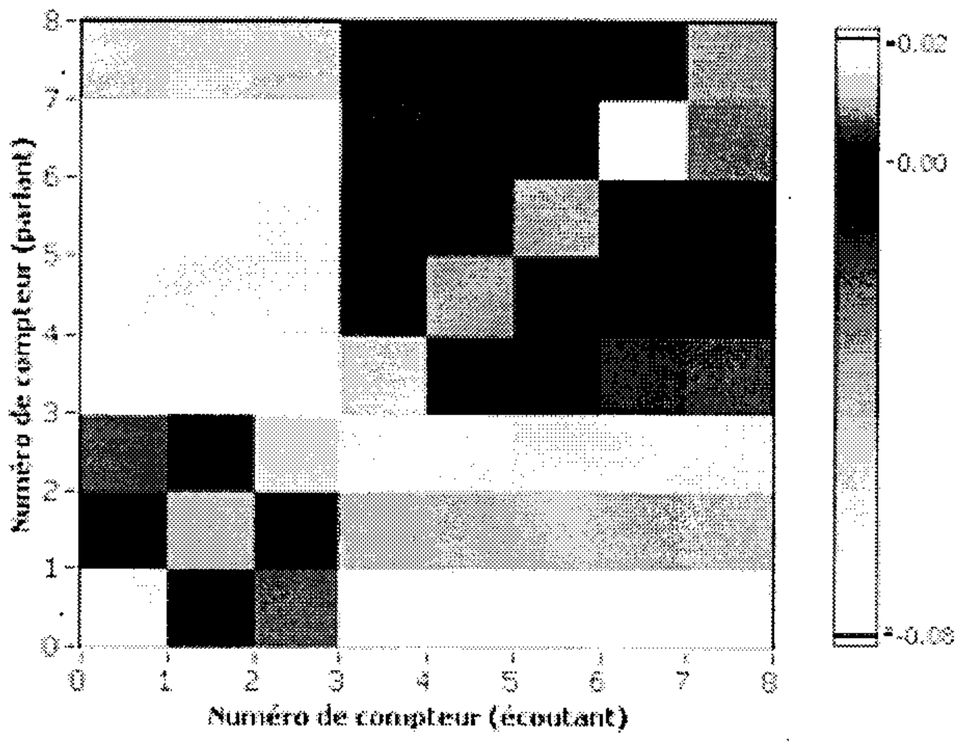


FIG. 9

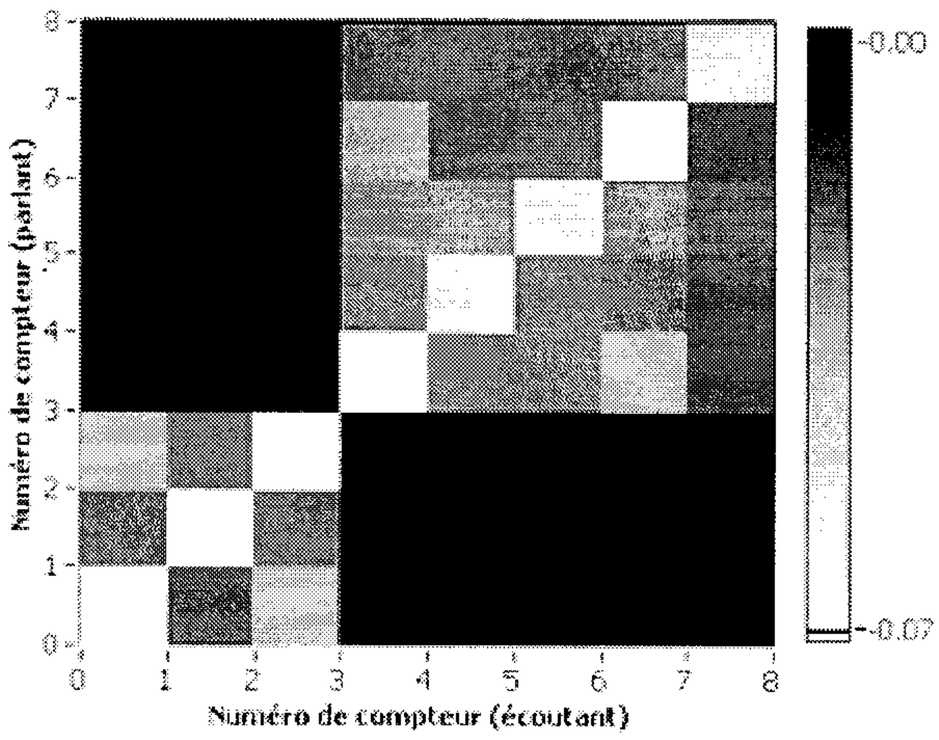


FIG. 10

Matrice - fonction de transfert

-0.076	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	-0.000	-0.078
-0.000	-0.013	-0.004	-0.021	-0.001	-0.000	-0.043	-0.000
-0.005	-0.009	-0.011	-0.030	-0.025	-0.103	-0.016	-0.005
27.401	26.637	25.282	23.315	27.233	25.774	25.001	28.628
-0.004	-0.018	-0.008	-0.066	-0.004	-0.005	-0.027	-0.004
-0.013	-0.019	-0.295	-0.048	-0.018	-0.010	-0.016	-0.012
0.000	-0.029	0.001	-0.011	0.000	0.000	-0.011	0.000
-0.098	-0.002	0.002	-0.003	-0.002	0.002	-0.001	-0.092

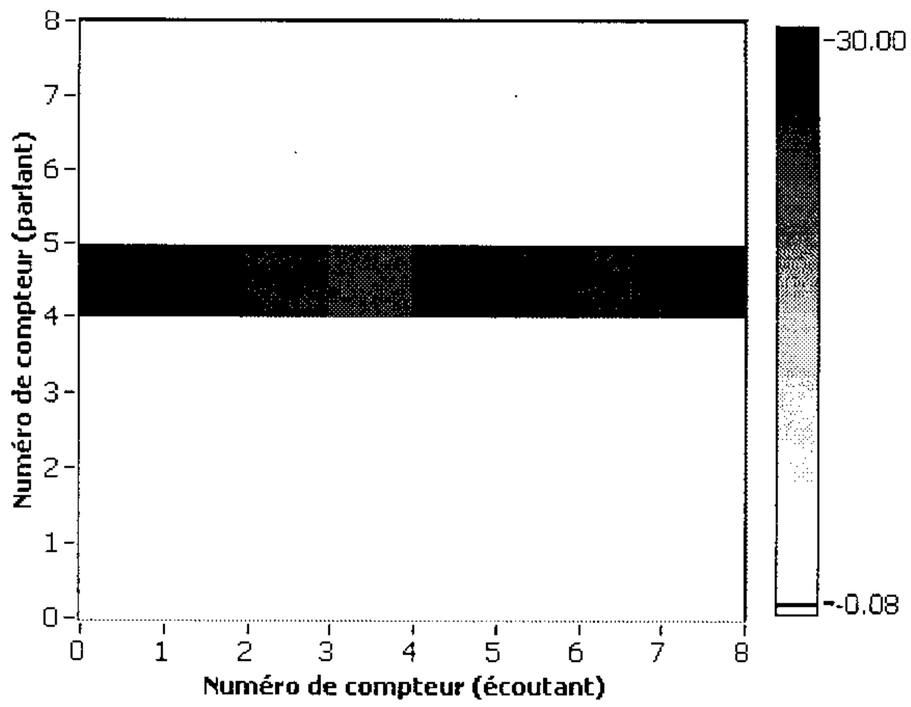


FIG. 11A

Matrice - dispersion de la fonction de transfert

0.041	67.554	209.68	52.035	9.115	440.90	8.910	0.039
6.780	0.231	0.665	0.143	2.832	10.658	0.067	8.357
4.593	2.114	1.604	0.672	0.777	0.167	1.283	4.551
0.727	0.665	0.679	0.824	0.636	0.660	0.742	0.700
0.961	0.190	0.407	0.050	0.831	0.652	0.127	0.911
5.640	3.606	0.206	1.485	3.651	6.150	4.398	6.058
17.362	0.084	3.083	0.226	64.399	5.411	0.226	25.266
0.074	4.606	2.949	2.253	3.902	3.162	7.250	0.080

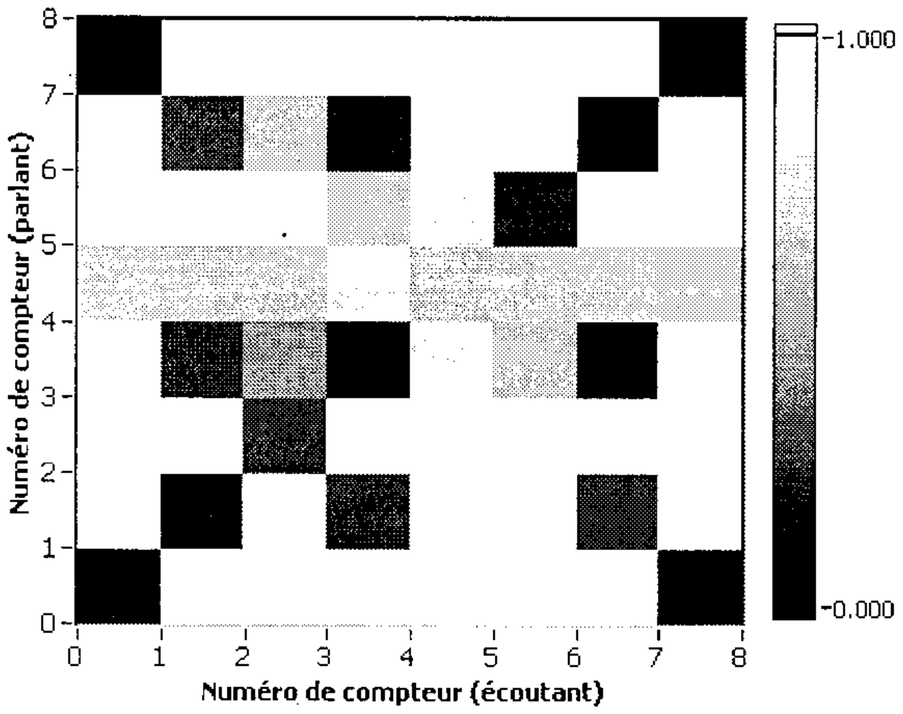


FIG. 11B

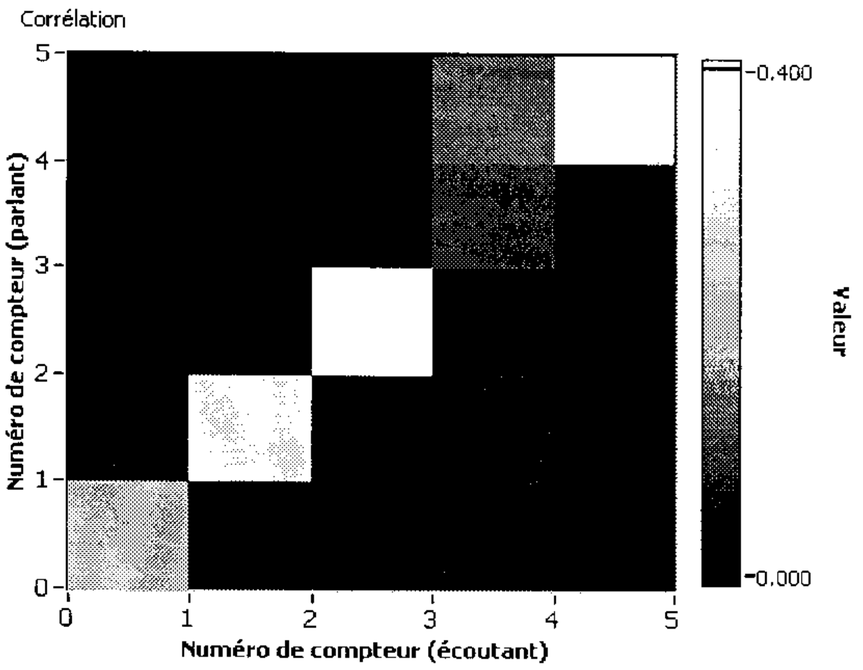


FIG. 12A

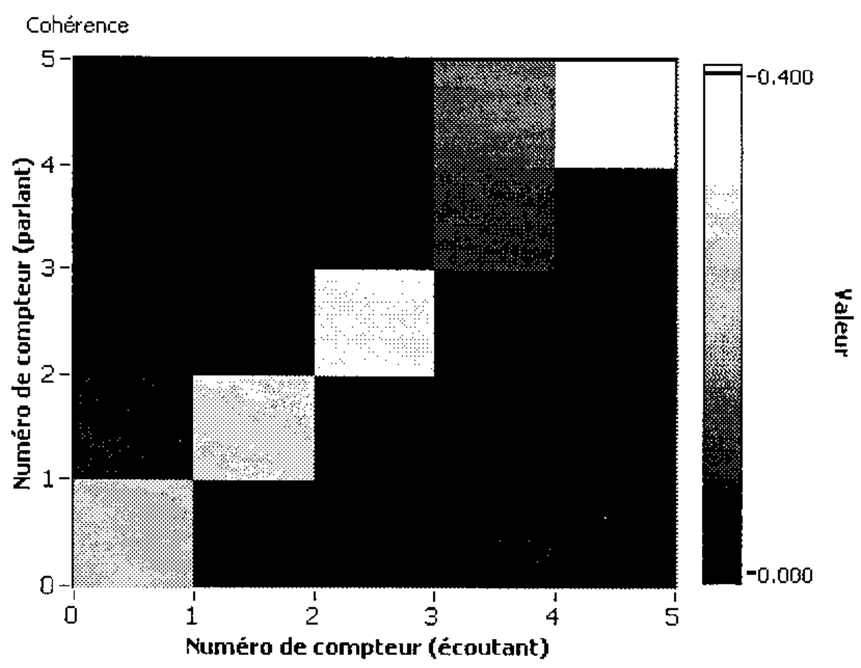


FIG. 12B

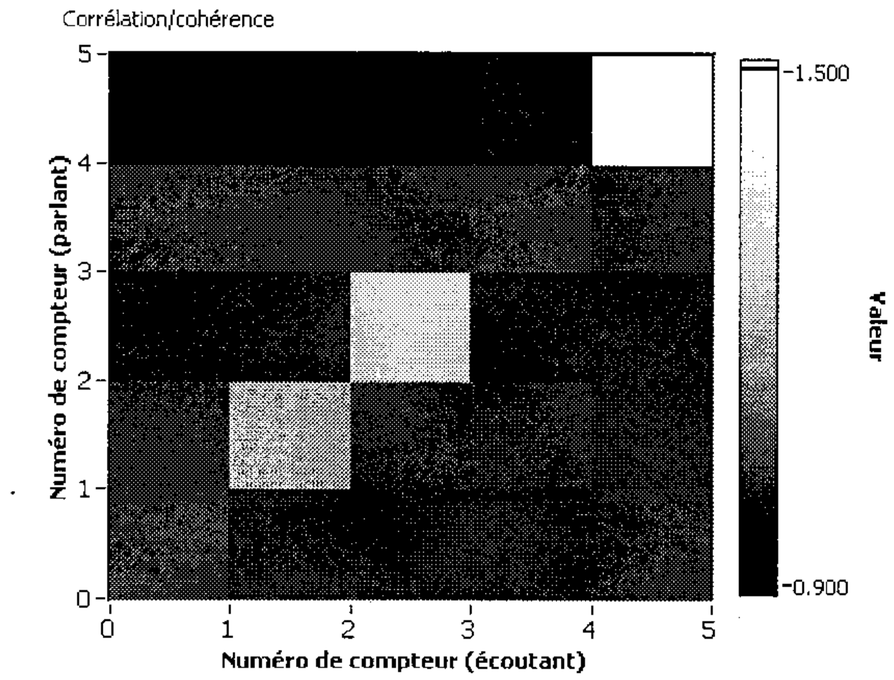


FIG. 13

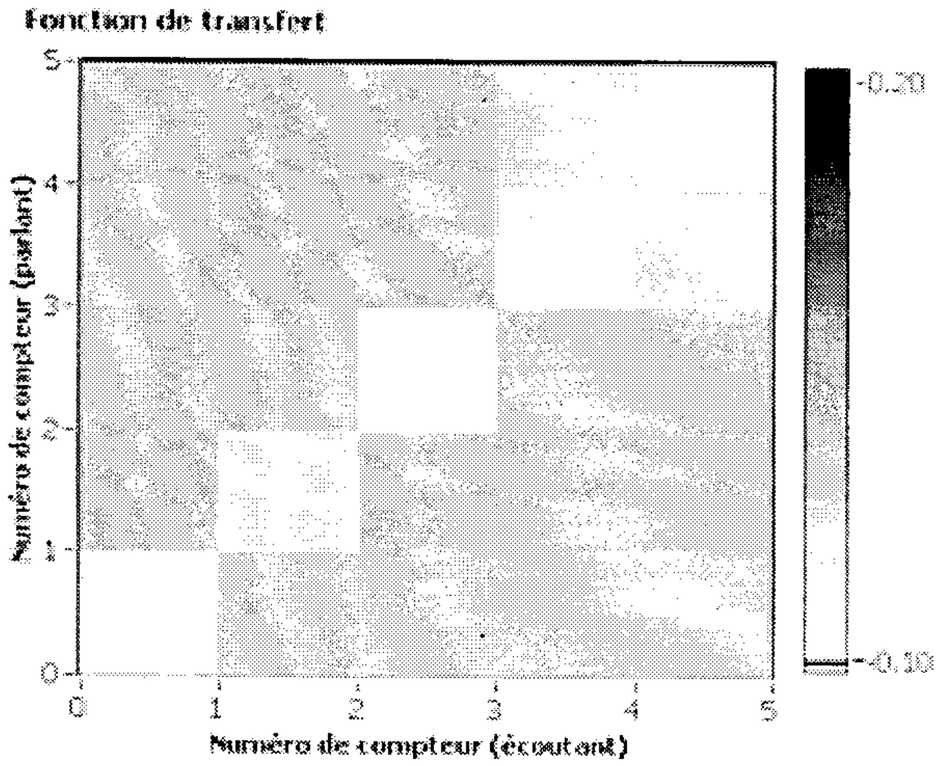


FIG. 14A

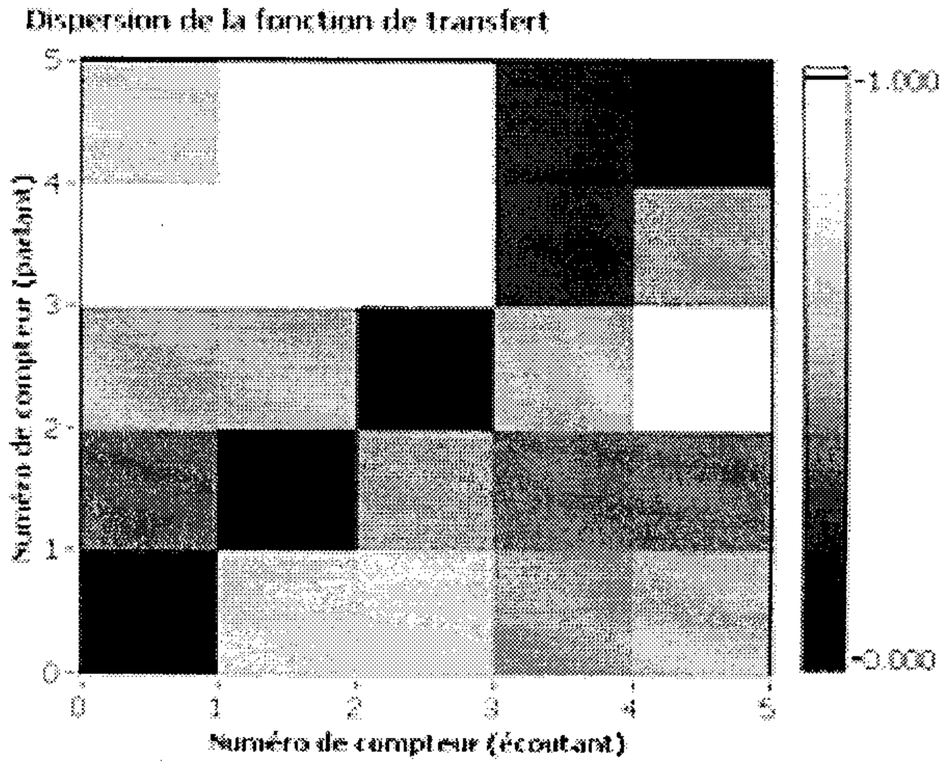


FIG. 14B

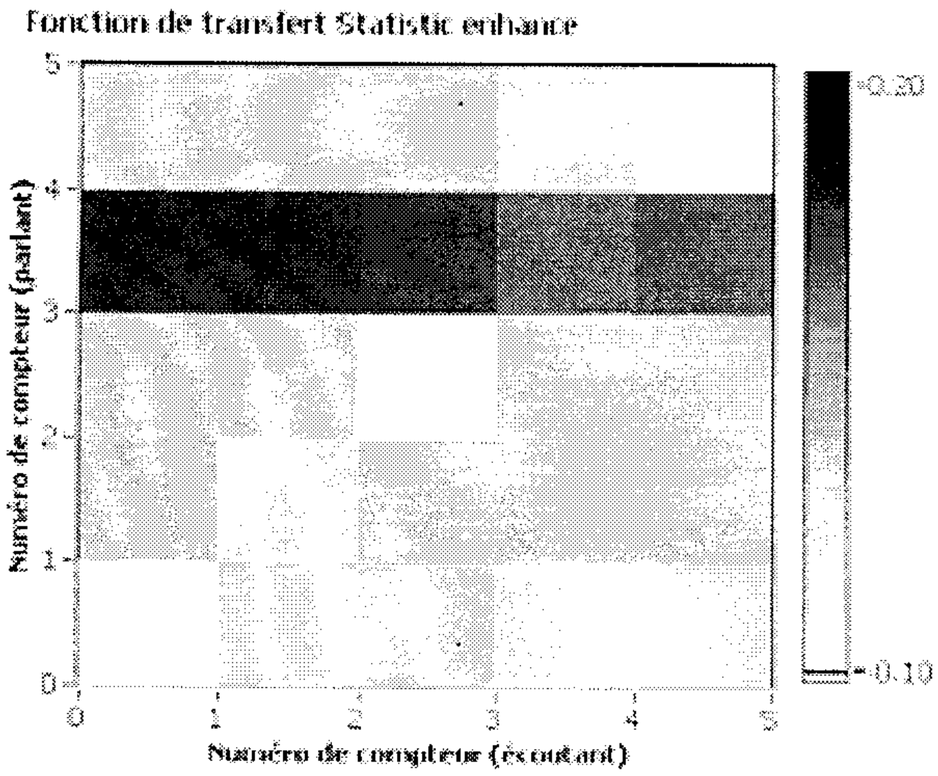


FIG. 14C

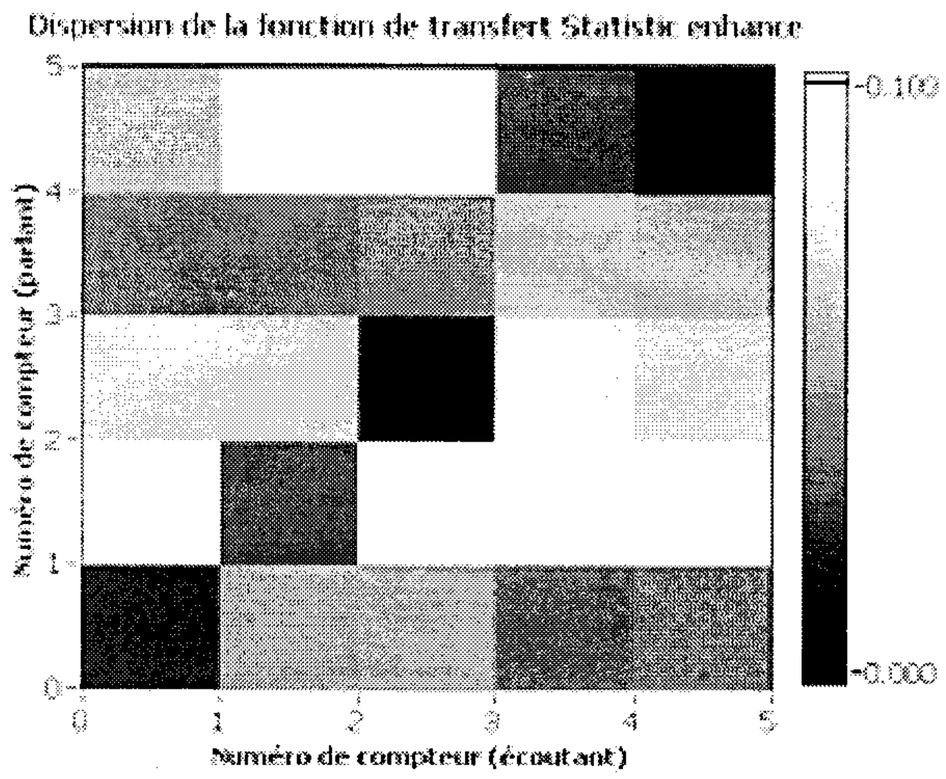


FIG. 14D

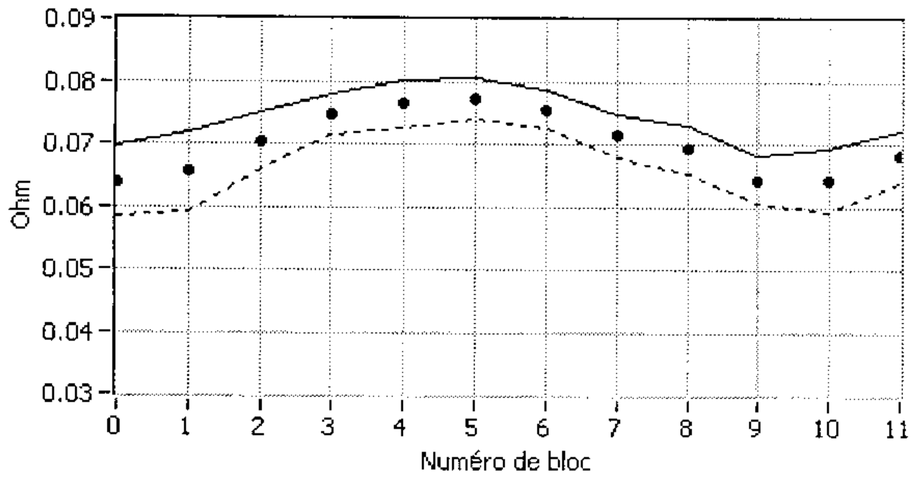


FIG. 15A

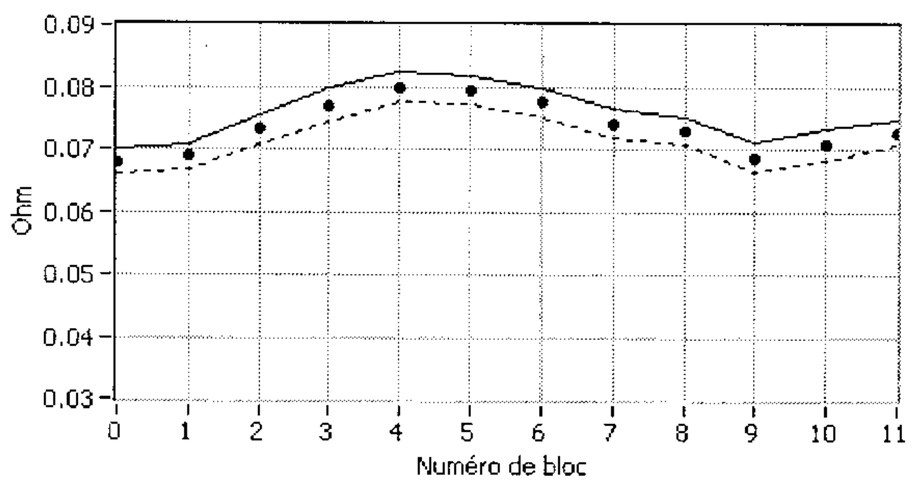


FIG. 15B

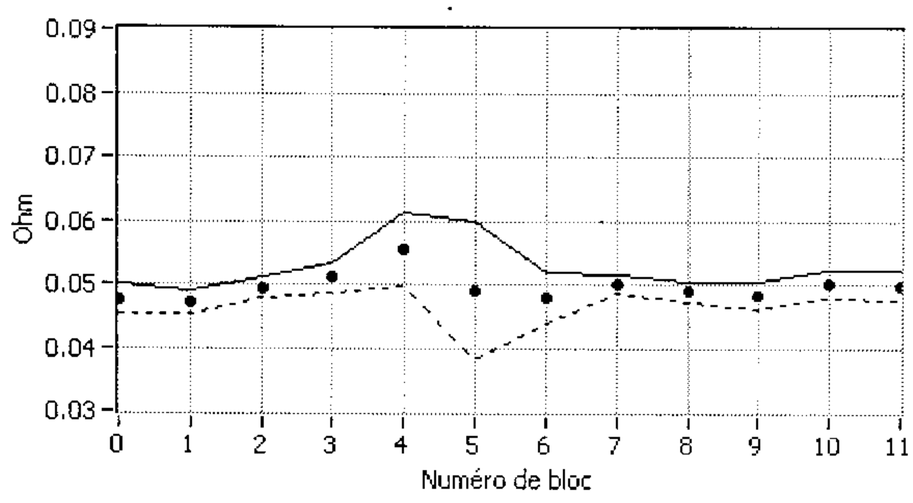


FIG. 15C

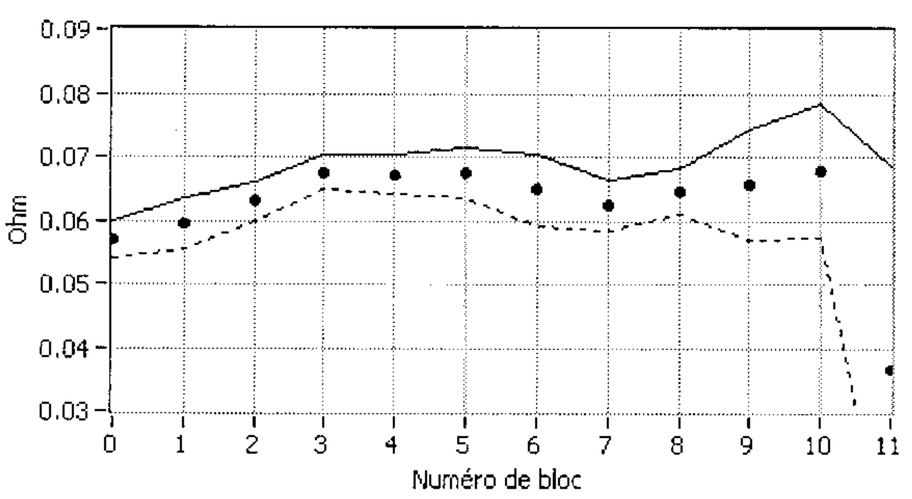


FIG. 15D

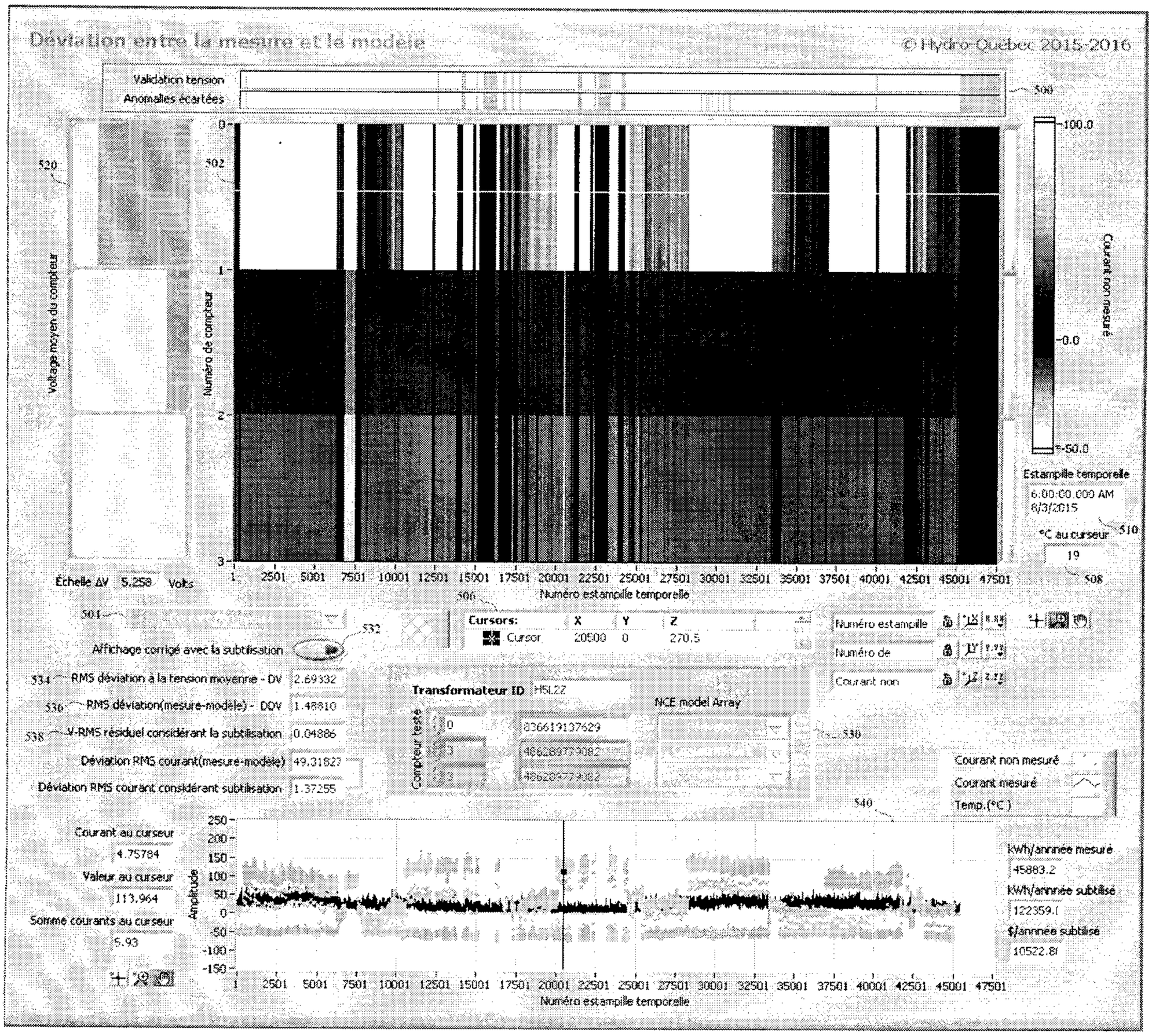

Déviation entre la mesure et le modèle
© Hydro-Québec 2015-2016
Validation tension
Anomalies écartées
500
520
502
Voltage moyen du compteur
Numéro de compteur
Courant non mesuré
100.0
0.0
-50.0
Estampille temporelle
6:00:00.000 AM
8/3/2015
°C au curseur
510
19
508
Échelle ΔV 5.258 Volts
Numéro estampille temporelle
506
501
532
Affichage corrigé avec la subtilisation
534 RMS déviation à la tension moyenne - DV 2.69332
536 RMS déviation(mesure-modèle) - DDV 1.48810
538 V-RMS résiduel considérant la subtilisation 0.04886
Déviation RMS courant(mesure-modèle) 49.31827
Déviation RMS courant considérant subtilisation 1.37255
Cursors: X Y Z
Cursor 20500 0 270.5
Transformateur ID H5L22
NCE model Array
Compteur testé
0
3
3
836619137629
486289779082
486289779082
Numéro estampille
Numéro de
Courant non
530
Courant non mesuré
Courant mesuré
Temp.(°C)
540
Courant au curseur
4.75784
Valeur au curseur
113.964
Somme courants au curseur
5.93
Amplitude
kWh/année mesuré
45883.2
kWh/année subtilisé
122359.(
$/année subtilisé
10522.8(
Numéro estampille temporelle

FIG. 16

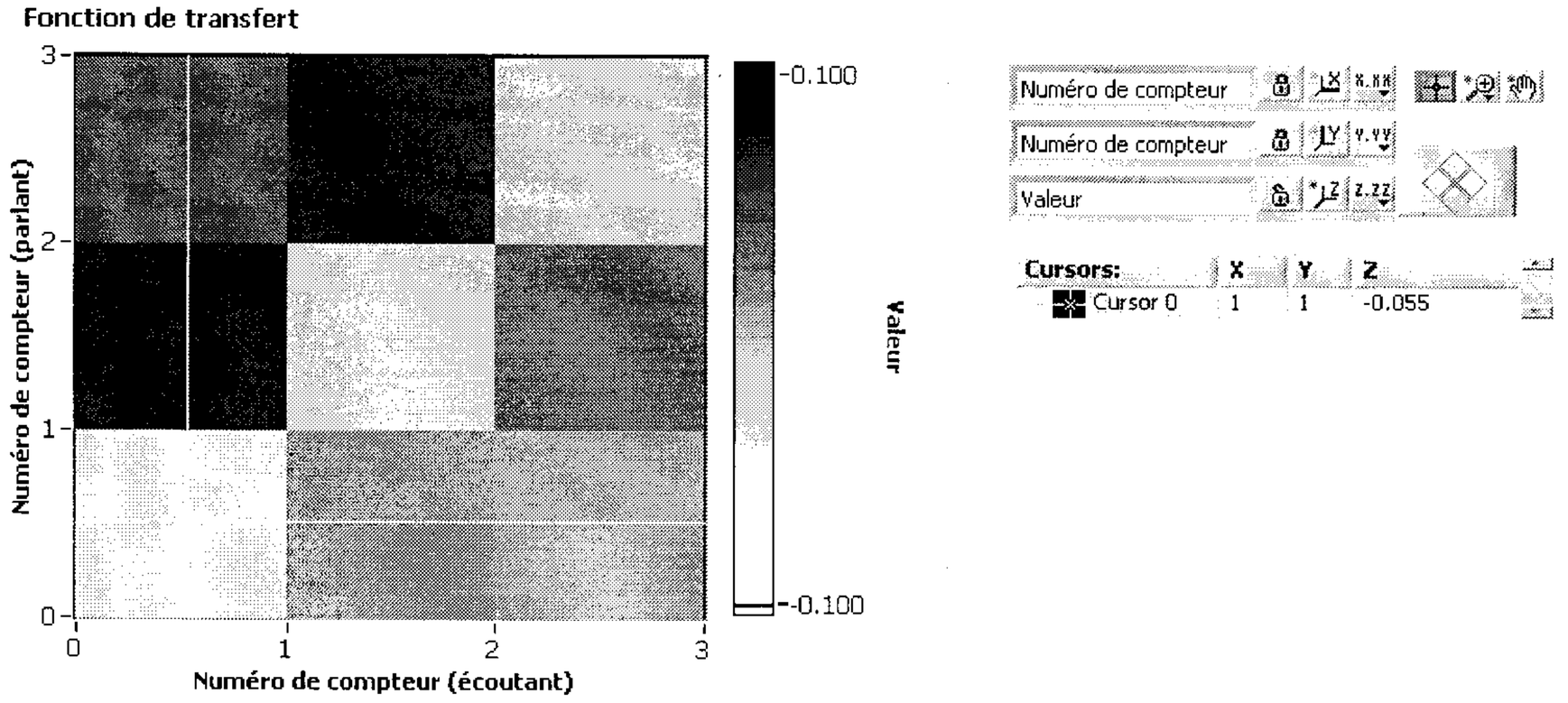

Fonction de transfert
Numéro de compteur (parlant)
Numéro de compteur (écoutant)
0
1
2
3
-0.100
-0.100
Valeur
Numero de compteur
Numéro de compteur
Valeur
Cursors:
X
Y
Z
Cursor 0
1
1
-0.055

FIG. 17

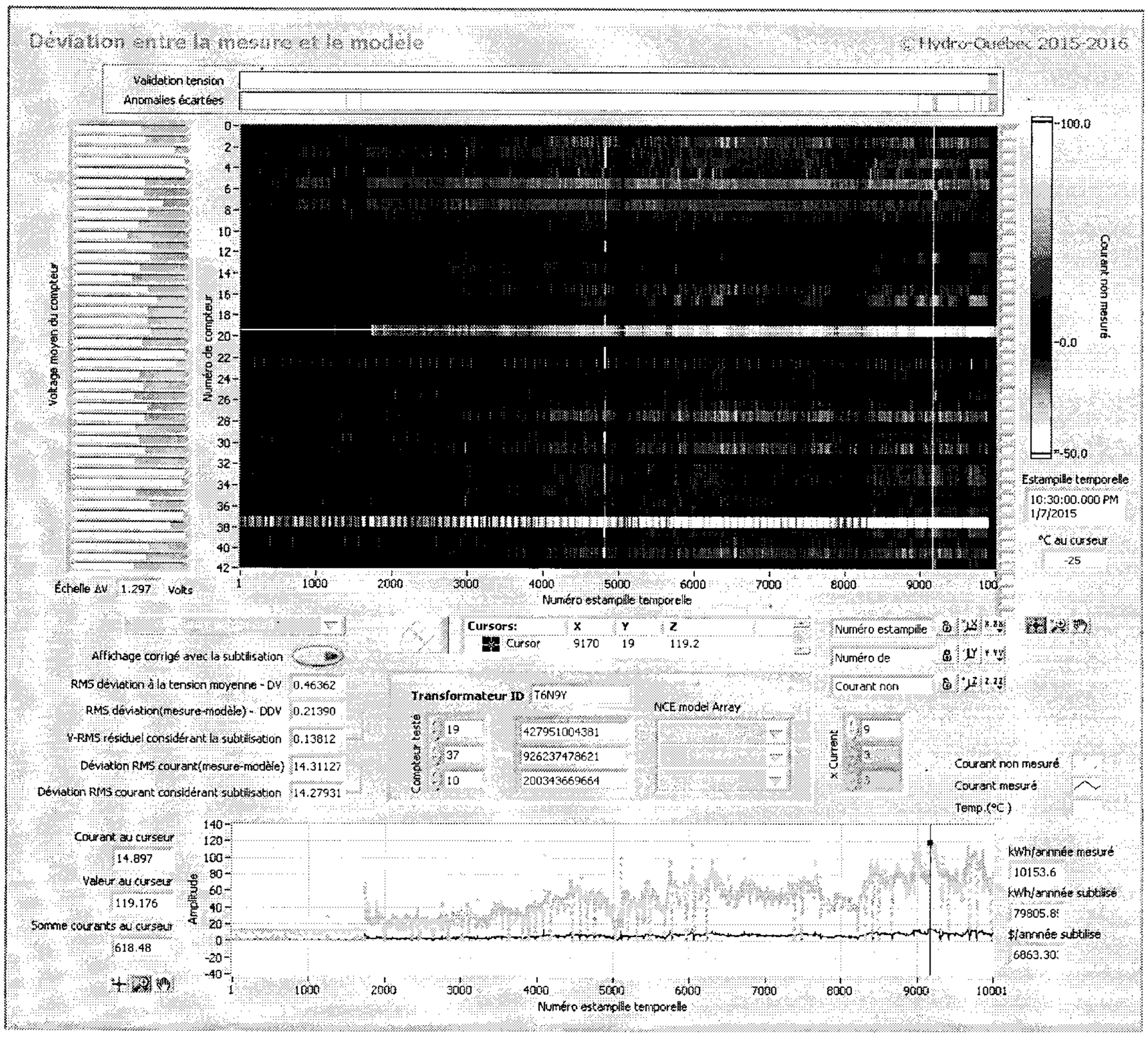

Déviation entre la mesure et le modèle
© Hydro-Québec 2015-2016
Validation tension
Anomalies écartées
Voltage moyen du compteur
Numéro de compteur
Échelle ΔV 1.297 Volts
Numéro estampille temporelle
Courant non mesuré
-100.0
-0.0
-50.0
Estampille temporelle
10:30:00.000 PM
1/7/2015
°C au curseur
-25
Affichage corrigé avec la subtilisation
RMS déviation à la tension moyenne - DV 0.46362
RMS déviation(mesure-modèle) - DDV 0.21390
V-RMS résiduel considérant la subtilisation 0.13812
Déviation RMS courant(mesure-modèle) 14.31127
Déviation RMS courant considérant subtilisation 14.27931
Cursors:
X
Y
Z
Cursor
9170
19
119.2
Transformateur ID T6N9Y
Compteur testé
19
37
10
427951004381
926237478621
200343669664
NCE model Array
x Courant
9
3
Courant non mesuré
Courant mesuré
Temp.(°C)
Courant au curseur
14.897
Valeur au curseur
119.176
Somme courants au curseur
618.48
Amplitude
Numéro estampille temporelle
kWh/année mesuré
10153.6
kWh/année subtilisé
79805.8
$/année subtilisé
6863.30

FIG. 18

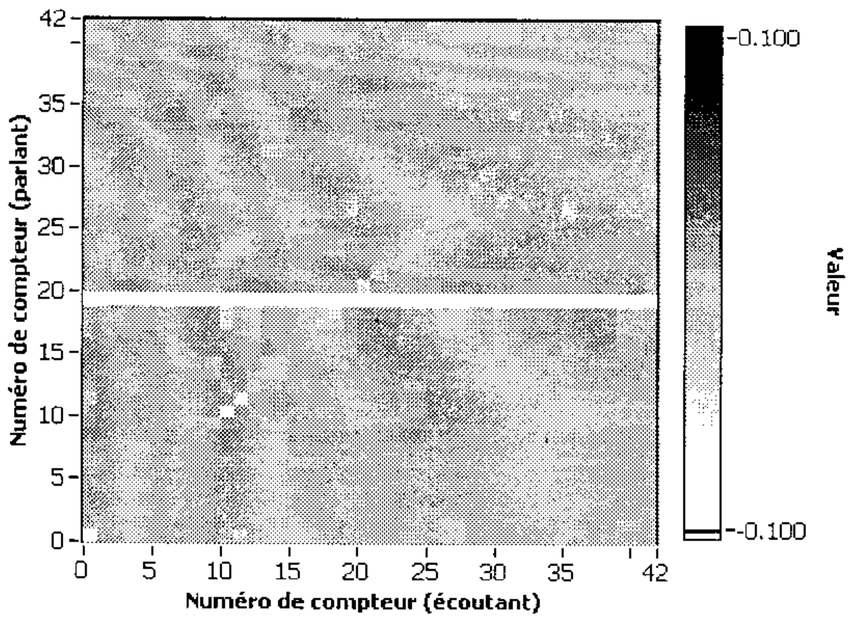


FIG. 19A

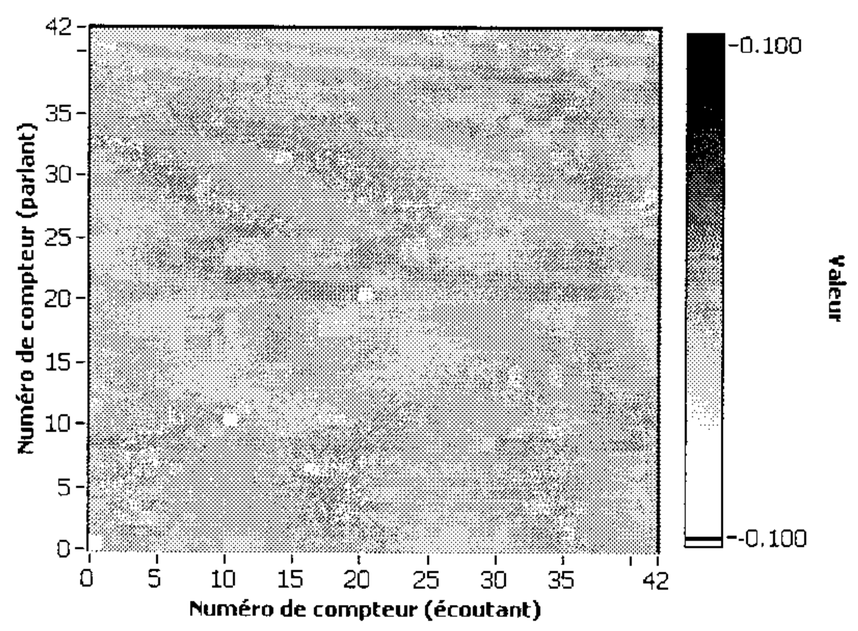


FIG. 19B

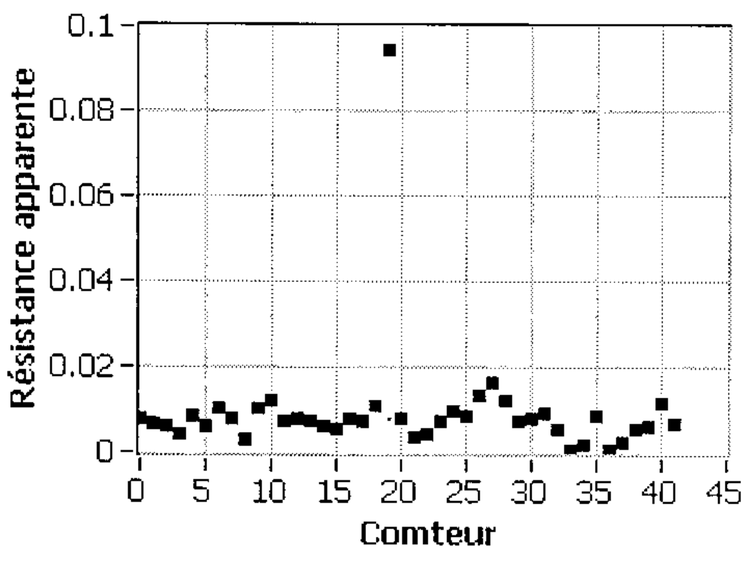


FIG. 20A

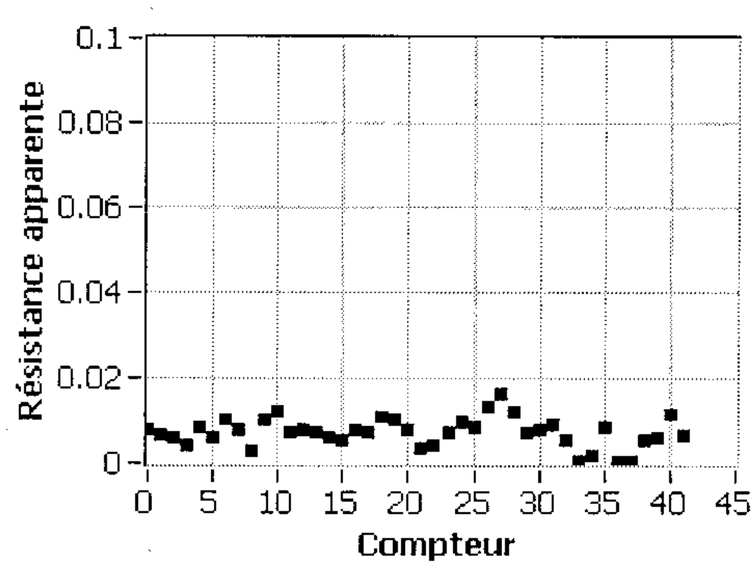


FIG. 20B

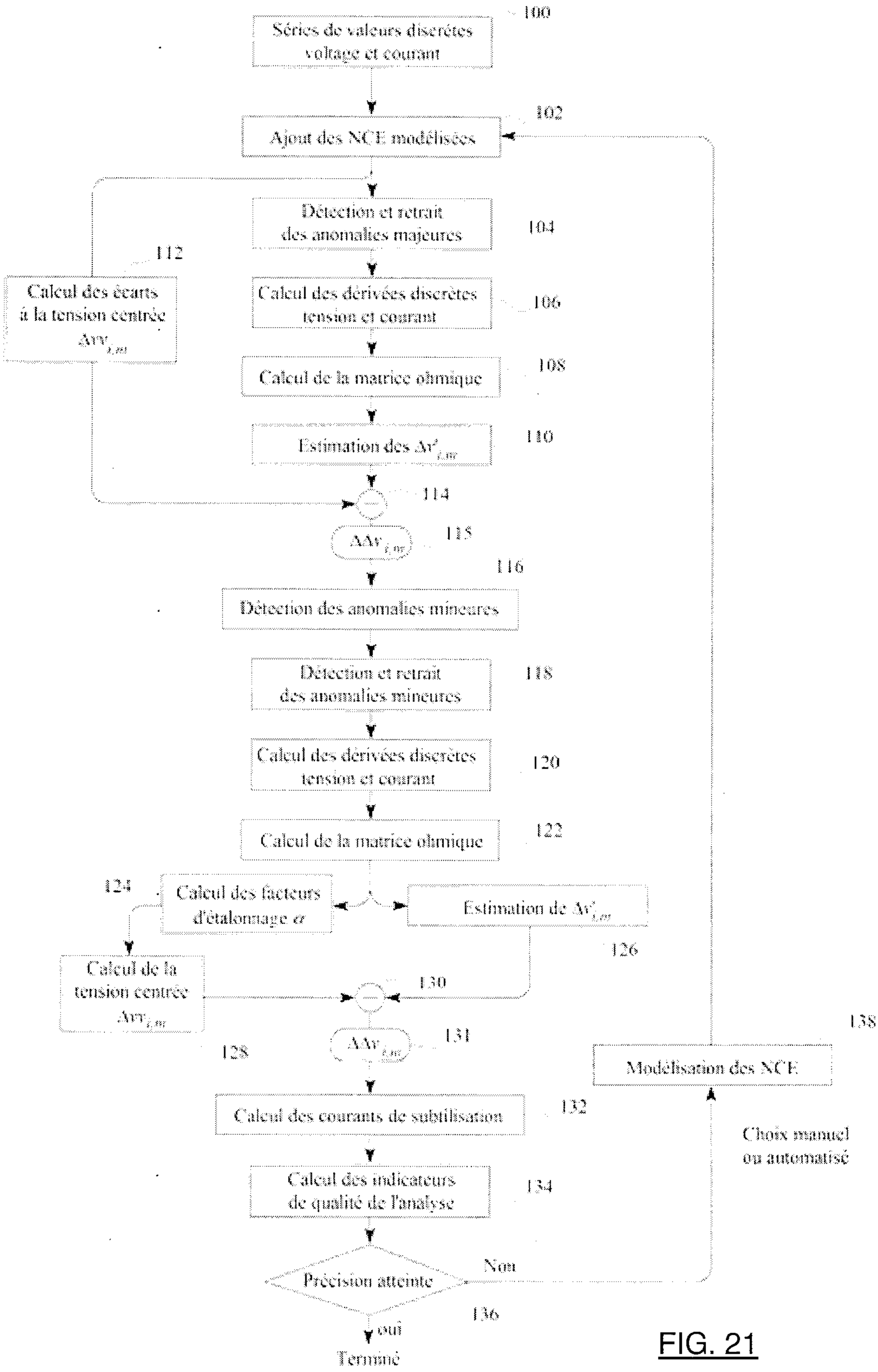

Séries de valeurs discrètes voltage et courant
100
Ajout des NCE modélisées
102
Détection et retrait des anomalies majeures
104
Calcul des dérivées discrètes tension et courant
106
Calcul de la matrice ohmique
108
Estimation des $\Delta v'_{k,m}$
110
112
Calcul des écarts à la tension centrée $\Delta vv_{k,m}$
114
$\Delta\Delta v_{k,m}$
115
116
Détection des anomalies mineures
Détection et retrait des anomalies mineures
118
Calcul des dérivées discrètes tension et courant
120
Calcul de la matrice ohmique
122
124
Calcul des facteurs d'étalonnage α
Estimation de $\Delta v'_{k,m}$
126
Calcul de la tension centrée $\Delta vv_{k,m}$
128
130
$\Delta\Delta v_{k,m}$
131
Calcul des courants de soustraction
132
Calcul des indicateurs de qualité de l'analyse
134
Modélisation des NCE
138
Choix manuel ou automatisé
Précision atteinte
Non
136
oui
Terminé

FIG. 21

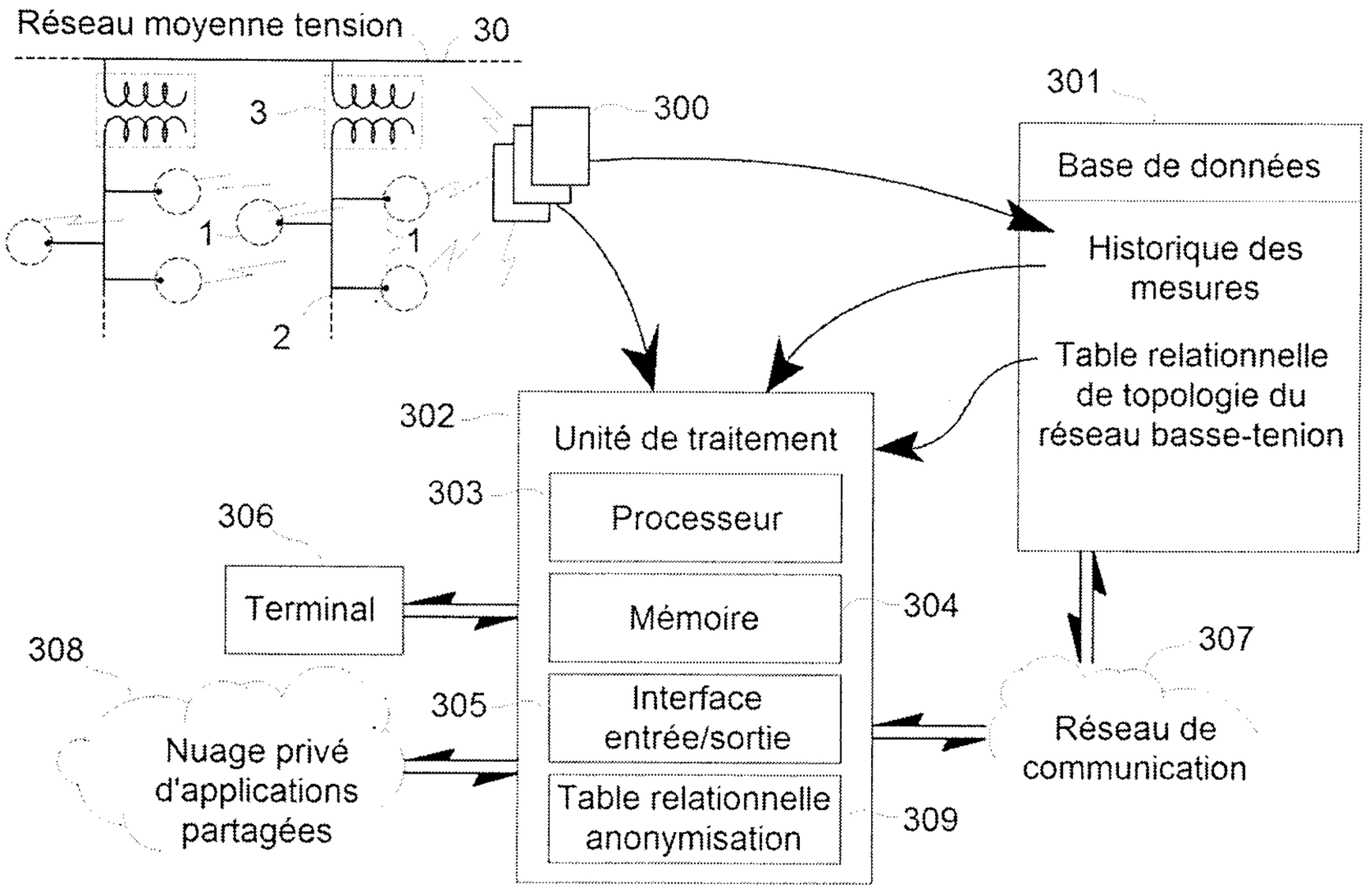
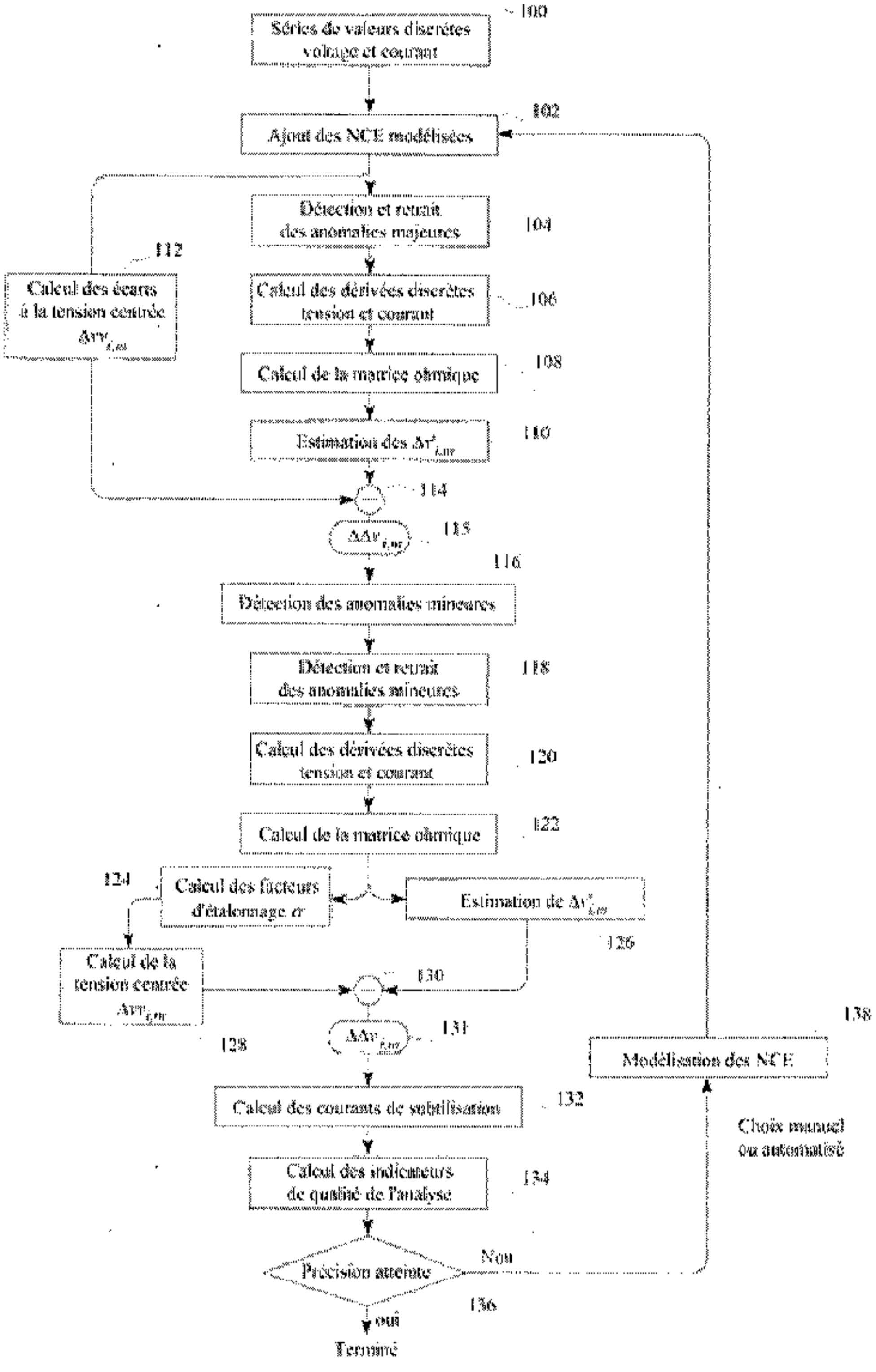

Réseau moyenne tension
30
3
1
1
2
300
301
Base de données
Historique des mesures
Table relationnelle de topologie du réseau basse-tenion
302
Unité de traitement
303
Processeur
306
Terminal
Mémoire
304
308
Nuage privé d'applications partagées
305
Interface entrée/sortie
307
Réseau de communication
Table relationnelle anonymisation
309

FIG. 22


100
Séries de valeurs discrètes
voltage et courant
102
Ajout des NCE modélisées
Détection et retrait
des anomalies majeures
104
112
Calcul des écarts
à la tension centrée
$\Delta v'_{k,m}$
Calcul des dérivées discrètes
tension et courant
106
Calcul de la matrice ohmique
108
Estimation des $\Delta v'_{k,m}$
110
114
$\Delta\Delta v_{k,m}$
115
116
Détection des anomalies mineures
Détection et retrait
des anomalies mineures
118
Calcul des dérivées discrètes
tension et courant
120
Calcul de la matrice ohmique
122
124
Calcul des facteurs
d'étalonnage σ
Estimation de $\Delta v'_{k,m}$
126
Calcul de la
tension centrée
$\Delta v'_{k,m}$
130
$\Delta\Delta v_{k,m}$
131
128
Modélisation des NCE
138
Calcul des courants de saturation
132
Choix manuel
ou automatisé
Calcul des indicateurs
de qualité de l'analyse
134
Précision atteinte
Non
136
oui
Terminé