



(43) Date de la publication internationale
30 juin 2016 (30.06.2016)

WIPO | PCT

(10) Numéro de publication internationale
WO 2016/102835 A1

(51) Classification internationale des brevets :
G06Q 10/04 (2012.01) **G06Q 50/06** (2012.01)

(21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR2015/053609

(22) Date de dépôt international :
17 décembre 2015 (17.12.2015)

(25) Langue de dépôt : français

(26) Langue de publication : français

(30) Données relatives à la priorité :
14 63198 23 décembre 2014 (23.12.2014) FR

(71) Déposant : **ELECTRICITE DE FRANCE** [FR/FR]; 22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris (FR).

(72) Inventeur : **LE DU, Marc**; 14 villa Paulette, 92240 Malakoff (FR).

(74) Mandataire : **CABINET PLASSERAUD**; 52 rue de la Victoire, 75440 Paris Cedex 09 (FR).

(81) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de protection nationale disponible) : AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible) : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasien (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), européen (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

[Suite sur la page suivante]

(54) Title : GENERATION OF A PLURALITY OF LOCAL LOAD CURVES

(54) Titre : GÉNÉRATION D'UNE PLURALITÉ DE COURBES DE CHARGE LOCALES

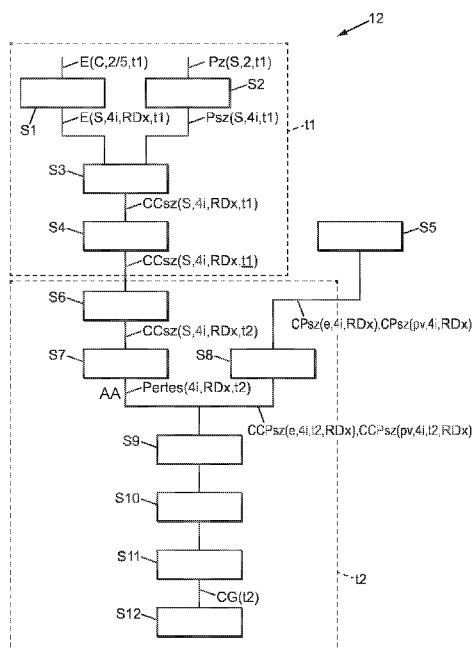


FIG. 3

AA Losses

(57) Abstract : The invention relates to a method for determining a plurality of local load curves associated with a sub-area of a given area. The method comprises: - a step (S1) of determining at least one electrical power consumption ($E(S, 4i, RDx, t1)$); - a step (S2) of determining at least one sub-area profile ($Psz(S, 4i, t1)$) representative of a normalised power consumption; and - a step (S6) of determining at least one local load curve ($CCsz(S, 4i, RDx, t1)$) from at least one electrical power consumption ($E(S, 4i, RDx, t1)$) and the corresponding sub-area profile ($Psz(S, 4i, t1)$) for the sub-area under consideration ($4i$) and for the first period ($t1$). The invention also relates to an associated computer program.

(57) Abrégé : Procédé de détermination d'une pluralité de courbes de charge locales associées à une sous-zone d'une zone donnée. Le procédé comprend : - une étape (S1) de détermination d'au moins une consommation d'énergie électrique ($E(S, 4i, RDx, t1)$), - une étape (S2) de détermination d'au moins un profil de sous-zone ($Psz(S, 4i, t1)$) représentatif d'une consommation électrique normalisée, et - une étape (S6) de détermination d'au moins une courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, t1)$) à partir d'au moins une consommation d'énergie électrique ($E(S, 4i, RDx, t1)$) et du profil de sous-zone ($Psz(S, 4i, t1)$) correspondant pour la sous-zone considérée ($4i$) et pour la première période ($t1$). Programme informatique associé.

Publiée :

— avec rapport de recherche internationale (Art. 21(3))

Génération d'une pluralité de courbes de charge locales

L'invention concerne la gestion d'un réseau électrique.

5 L'invention porte en particulier sur l'obtention, pour un système électrique couvrant une zone donnée, de courbes de charge du système électrique associées à des sous-zones de la zone considérée.

Avec le développement des formes de production d'électricité dites « diffuses » telles que l'éolien et le photovoltaïque, la tendance actuelle est à la complexification des comportements des acteurs des systèmes électriques de grande envergure. Par exemple, du rôle classique de
10 consommateur pur d'électricité, certains acteurs tendent à participer de plus à plus à la production locale d'électricité. Ce type de comportements est apparu à différentes échelles, aussi bien individuelle, qu'au niveau de quartiers entiers ou bien même au niveau d'agglomérations entières.

En outre, du fait du développement des équipements connectés, la finesse de pilotage des
15 dispositifs de production classiques a également augmenté.

Ces aspects se traduisent par une complexification substantielle des mécanismes présents dans les systèmes électriques de grande envergure. Cette complexification a un impact fort sur le fonctionnement des systèmes électriques, et ce aussi bien sur le réseau d'acheminement de l'électricité à ses différentes échelles que sur la complexité du pilotage de la production des
20 installations traditionnelles. En effet, les productions diffuses suppléent ponctuellement, localement et dans différentes mesures les dispositifs de production centralisés, ce qui conditionne en retour la production de ces installations dans un contexte d'équilibre global entre l'offre et la demande d'électricité.

Parallèlement, la production réalisée via les systèmes de production centralisés est elle-même
25 sujette à des processus d'optimisation, ce qui conditionne en retour le fonctionnement des différentes mailles du système.

Ces différents mécanismes rendent difficilement appréhensibles au moyen des outils classiques les phénomènes se produisant dans les systèmes à des niveaux de granularité plus petits que le niveau global. Or la prise en compte de ces différents phénomènes est nécessaire
30 pour mesurer l'impact qu'ont localement certaines modalités de pilotage de la production et

de la consommation à l'échelle nationale, comme par exemple la pratique d'effacement, sur le réseau local, sur la production locale et sur les consommateurs locaux.

Aussi, l'invention vient améliorer la situation.

A cet effet, l'invention concerne un procédé mis en œuvre par des moyens informatiques, d'estimation de consommation électrique, pour une détermination d'une pluralité de courbes de charge locales respectivement associées à une sous-zone d'une zone donnée et représentatives d'au moins une consommation électrique au sein de la sous-zone correspondante au cours d'une période donnée, dite deuxième période, le procédé comprenant :

- 10 - une étape au cours de laquelle, à partir de données de consommation d'énergie électrique par catégorie de consommateurs ou d'usages d'énergie électrique pour la zone donnée ou pour une région de la zone couvrant une pluralité de sous-zones et pour une première période, on détermine au moins une consommation d'énergie électrique pour la première période, et ce pour chaque sous-zone et pour chaque segment d'un ensemble de segments formant chacun
- 15 une sous-catégorie d'une catégorie de consommateurs ou d'usages de l'énergie électrique, l'ensemble de segments formant une subdivision de l'ensemble des catégories de consommateurs ou d'usages,

- une étape au cours de laquelle, à partir de données de profils de zone pour la consommation électrique, chaque profil de zone étant représentatif d'une consommation électrique
- 20 normalisée d'un segment de l'ensemble de segments pour la première période et pour la zone entière, on détermine, pour chaque sous-zone et pour chaque segment, un profil de sous-zone représentatif d'une consommation électrique normalisée du segment pour la sous-zone sur la première période, et

- une étape au cours de laquelle, pour chaque sous-zone, pour chaque segment et pour la
- 25 deuxième période, on détermine au moins une courbe de charge locale à partir de l'au moins une consommation d'énergie électrique de la sous-zone pour le segment considéré et du profil de sous-zone correspondant pour la sous-zone considérée et pour la première période.

- Selon un autre aspect de l'invention, lors du procédé, on détermine, pour chaque sous-zone, au moins une parmi trois courbes de charge locales respectivement associées aux usagers de
- 30 la sous-zone situés en espace urbain, aux usagers de la sous-zone situés en espace rural et aux

usagers de la sous-zone situés dans un espace intermédiaire entre un espace urbain et un espace rural.

Selon un autre aspect de l'invention, pour chaque sous-zone et pour chaque segment:

- 5 - on construit au moins une courbe de charge locale associée à la première période et dépendante de la météorologie au cours de la première période à partir de l'au moins une consommation d'énergie électrique de la sous-zone pour le segment considéré et du profil de sous-zone correspondant pour la sous-zone considérée et pour la première période,
- 10 - pour chaque courbe de charge locale associée à la première période et dépendante de la météorologie au cours de la première période, on construit une courbe de charge locale indépendante de la météorologie de la première période à partir de ladite courbe de charge locale, de coefficients de sensibilité climatique associés à chaque profil de zone ou de sous-zone et de données de température pour la sous-zone considérée pour la première période.

15 Selon un autre aspect de l'invention, pour chaque courbe de charge locale indépendante de la météorologie, on construit une courbe de charge locale dépendante de météorologie de la deuxième période à partir de ladite courbe de charge locale indépendante de la météorologie, desdits coefficients de sensibilité climatique et de données de température pour la sous-zone considérée pour la deuxième période.

20 Selon un autre aspect de l'invention, pour chaque sous-zone et pour la deuxième période, on construit au moins une courbe de charge de production électrique représentative de la production électrique par des dispositifs à éolienne de la sous-zone et au moins une courbe de charge de production électrique représentative de la production électrique par des dispositifs photovoltaïques de la sous-zone, à partir respectivement d'une capacité de production électrique des dispositifs à éolienne de la zone entière et d'une capacité de production électrique des dispositifs photovoltaïques de la zone entière, de données de répartition des
25 dispositifs à éolienne et des dispositifs photovoltaïques au sein de la zone, et de facteurs de charge locaux représentatifs de l'influence de la météorologie de la sous-zone considérée sur la production des dispositifs à éolienne et des dispositifs photovoltaïques de la sous-zone pour la deuxième période,

30 La ou les courbes de charge locales d'une sous-zone étant également déterminées à partir desdites courbes de charge de production électrique.

Selon un autre aspect de l'invention, au sein de la zone, l'électricité est transportée et acheminée aux usagers par un réseau électrique, le réseau électrique présentant des pertes électriques, le procédé comprenant en outre une étape de détermination de pertes électriques pour chaque sous-zone à partir de données de pertes électriques pour la zone, la ou les courbes de charge locales d'une sous-zone étant également déterminées à partir des pertes électriques de la sous-zone.

Selon un autre aspect de l'invention, l'électricité est transportée et acheminée au sein de la zone par un réseau électrique comprenant un réseau de transport et un réseau de distribution, le réseau de transport étant configuré pour le transport de l'énergie électrique et le réseau de distribution étant configuré pour la distribution de l'énergie électrique transitant par le réseau de transport à tout ou partie des usagers, le procédé comprenant en outre une étape au cours de laquelle on détermine au moins une courbe de charge de consommation électrique de consommateurs fournis en électricité par le réseau de transport et non par le réseau de distribution.

Selon un autre aspect de l'invention, pour la zone entière et pour la deuxième période, on construit une courbe de charge globale de zone à partir d'au moins les courbes de charge locales.

Selon un autre aspect de l'invention, la courbe de charge globale de zone est construite à partir de la somme des courbes de charge locales et de la ou les courbes de charge de consommation électrique de consommateurs fournis en électricité par le réseau de transport et non par le réseau de distribution.

Selon un autre aspect de l'invention, le procédé comprend en outre une étape au cours de laquelle, à partir des courbes de charge pour chaque sous-zone, on détermine une anticipation de la demande d'électricité à satisfaire et de la production d'électricité en conséquence, ainsi qu'une adaptation d'offre tarifaire de l'énergie électrique à fournir pour un ou plusieurs segments.

Selon un autre aspect de l'invention, les données de consommation d'énergie électrique sont des données prospectives, chaque catégorie étant un usage d'énergie électrique.

Selon un autre aspect de l'invention, dans le procédé, les usages d'énergie électrique sont compris dans le groupe formé par : un usage dit « chauffage » associé aux activités de chauffage, des usages dits « éclairage » associés aux activités d'éclairage, des usages dits

« résidentiels » associés aux activités résidentielles, des usages dits « tertiaires » associés à l'activité tertiaire, un usage industriel associé à l'activité industrielle, un usage dit « agriculture-transport » associé aux activités d'agriculture et de transport, et un usage dit « autres » associé à un ensemble d'usages autres.

- 5 Selon un autre aspect de l'invention, les données de consommation d'énergie électrique sont des données relevées, chaque catégorie étant une catégorie de consommateurs d'énergie électrique.

Selon un autre aspect de l'invention, les catégories de consommateurs sont comprises dans le groupe formé par : une catégorie « grandes industries, petites et moyennes industries et
10 entreprises », une catégorie « habitations », une catégorie « professionnels » regroupent les professionnels autres que les grandes industries et les petites et moyennes industries et entreprises..

Selon un autre aspect de l'invention, pour une ou plusieurs sous-zones et pour la deuxième période, on détermine, à partir d'une ou plusieurs courbes de charge locales, un volume de
15 production d'électricité par des dispositifs photovoltaïques ou éoliens à écrêter, et, lors de la deuxième période, on régule la production d'électricité par les dispositifs photovoltaïques ou éoliens en fonction dudit volume à écrêter.

L'invention concerne également un programme informatique comportant des instructions pour la mise en œuvre du procédé tel que défini ci-dessus, lorsque ce programme est exécuté
20 par un processeur.

L'invention sera mieux comprise à la lecture de la description détaillée qui va suivre, donnée uniquement à titre d'exemple et faite en référence aux Figures annexées, sur lesquelles :

- La Figure 1 illustre une zone sur laquelle s'étend un système électrique ;
- La Figure 2 illustre un dispositif informatique pour la mise en œuvre du procédé selon
25 l'invention ;
- La Figure 3 est un diagramme-bloc du procédé selon l'invention ;
- Les Figures 4a et 4b illustrent une décomposition d'une quantité d'énergie électrique consommée par catégories d'utilisateurs au sein d'une région sur une période donnée en énergie électrique consommée par segments d'utilisateurs et type de réseau de distribution
30 au sein d'une sous-zone de la région pour la période donnée ;

- Les Figures 5a et 5b illustrent des profils de sous-zone de deux sous-zones différentes ;
- La Figure 6 illustre une portion d'une courbe de charge de sous-zone représentative de la consommation, des pertes et des productions photovoltaïques et éoliennes d'une sous-zone associée; et
- La Figure 7 illustre une portion d'une courbe globale de zone.

La Figure 1 illustre une zone 2 à laquelle l'application du procédé selon l'invention est adaptée.

La zone 2 correspond à une zone géographique. La zone 2 est subdivisée en sous-zones 4. Les sous-zones 4 sont en outre regroupées en régions 5 au sein de la zone 2. Chaque région 5 présente une taille strictement inférieure à celle de la zone 2 et comprend une pluralité de sous-zones 4.

A noter que la référence générale 4 désigne les sous-zones, les sous-zones étant également individuellement notées 4i, où i est un entier indexant les sous-zones.

Par exemple, la zone 2 correspond à la France métropolitaine, les régions 5 aux régions administratives de la France métropolitaine, et les sous-zones 4 aux départements administratifs de la France métropolitaine.

Un système électrique 6 s'étend au sein de la zone 2. Le système électrique 6 est configuré pour la production d'électricité et l'acheminement de cette électricité à des usagers U (ou consommateurs, symbolisés par un carré sur la Figure 1) situés dans les sous-zones 4.

A cet effet, le système électrique 6 comprend des sites de production d'électricité P et un réseau R d'acheminement de l'électricité. Dans l'exemple de la Figure 1, le système 6 n'est représenté que sur une portion de la zone 2.

Le réseau R comprend un réseau de transport RT et un réseau de distribution RD. Le réseau de transport RT est configuré pour le transport d'électricité entre des sites de production P et le réseau de distribution RD. Ce réseau de distribution RD est quant à lui prévu pour l'acheminement de l'électricité jusqu'aux usagers U.

Dans l'exemple de la Figure 1, le réseau de transport RT comprend l'ensemble des équipements de la zone 2 prévus pour le transport de l'électricité entre les sites de production

P et le réseau de distribution RD. Ces équipements sont représentés par un double trait sur la Figure 1.

En outre, le réseau de distribution RD comprend l'ensemble des équipements raccordant en électricité les usagers de la zone 2 au réseau de transport RT. Ces équipements sont représentés par un trait connecté à un double trait du réseau de transport RT.

Le réseau de distribution RD présente trois types possibles au sein de chaque sous-zone 4 :

- Un type urbain RD_u, utilisé pour acheminer l'électricité aux usagers situés en zone urbaine au sein d'une sous-zone 4,
- Un type rural RD_r, utilisé pour acheminer l'électricité aux usagers situés en zone rurale au sein d'une sous-zone 4, et
- Un type intermédiaire, ci-après dit type semi-rural RD_{sr}, utilisé pour acheminer l'électricité aux usagers situés dans des zones intermédiaires entre les zones rurales et les zones urbaines.

Ces trois types peuvent être présents au sein d'une sous-zone donnée. Une sous-zone comprend au moins un type de réseau de distribution RD d'électricité parmi un réseau de distribution de type urbain RD_u, un réseau de distribution de rural RD_r et un réseau de distribution de type semi-rural RD_{sr}.

Ces types sont respectivement illustrés par un, deux ou trois traits disposés sur la branche du réseau de distribution RD considérée (cf. sous-zone 4 de la partie droite de la Figure 1).

En pratique, les équipements pour un type rural sont différents de ceux utilisés pour un type urbain ou pour un type semi-rural. Les équipements utilisés pour chacun de ces types sont connus. En outre, chaque type de réseau de distribution RD correspond au type d'espace dans lequel il se trouve. En d'autres termes, un réseau de distribution de type rural se trouve en espace rural, un type urbain en espace urbain, et un type semi-rural en espace semi-rural.

Pour chaque sous-zone 4, ces trois types de réseau de distribution RD définissent une subdivision de la sous-zone 4 en une composante rurale, une composante urbaine et une composante semi-rurale. Un exemple de découpage d'une sous-zone 4 en ses composantes urbaine, rural et semi-rurale est illustré en Figure 1 (en bas à gauche de la Figure 1). Les aires à points désignent par exemple les zones rurales, celles en hachures inclinées vers la gauche les zones urbaines, et celles en hachures inclinées vers la droite les zones semi-rurales.

Comme on le verra par la suite, le procédé d'estimation de consommation électrique selon l'invention est prévu pour fournir, pour chaque sous-zone 4, une courbe de charge pour chacune des composantes rurale, urbaine et semi-rurale de la sous-zone 4.

5 Une courbe de charge est une fonction définie sur une période donnée et faisant correspondre à un instant une puissance électrique, par exemple une puissance électrique consommée (on parle alors de courbe de charge de consommation). L'intégrale d'une courbe de charge sur la période donnée fournit la consommation d'énergie électrique pour cette période. Ceci est décrit plus en détail dans ce qui suit.

Les usagers U de la zone 2 sont répartis en catégories C.

10 Ces catégories C sont préférentiellement les suivantes :

- Une catégorie domestique ou « habitations », dans laquelle les usagers sont des particuliers utilisant l'électricité pour les besoins de leur résidence,
- Une catégorie grande industrie et PMI/PME, ci-après catégorie GI/PMI/PME dans laquelle les usagers sont des entreprises de grande, moyenne ou petite taille,
- 15 - Une catégorie professionnelle, dans laquelle les usagers sont des entreprises. Ces entreprises sont de taille inférieure aux entreprises de petite taille de la catégorie GI/PMI/PME, ou encore correspondent à une puissance souscrite inférieure.

Par exemple, la catégorie GI/PMI/PME comprend les entreprises comprenant un nombre de salariés supérieur ou égal à un seuil prédéterminé, et la catégorie professionnelle comprend
20 les entreprises ayant un nombre de salariés strictement inférieur à ce seuil. Ce seuil est par exemple pris égal à 20.

Le ou les critères sélectionnés pour établir une séparation entre les objets GI/PMI/PME peut être différent. Ce critère est par exemple le chiffre d'affaire ou encore tout autre critère adapté.

25 Chaque catégorie C est elle-même subdivisée en sous-catégories appelées segments S.

Chaque segment S correspond à l'ensemble des usagers de la catégorie considérée bénéficiant d'un tarif d'électricité particulier au sein de la catégorie.

Par exemple, pour la catégorie domestique, les segments S sont les suivants :

- Un segment RES1 dit résidentiel base, qui correspond à un tarif par défaut. La puissance souscrite est par exemple inférieure à 6 kVA ;
- Un segment RES11 dit résidentiel base plus, qui se distingue du segment RES1 en ce que la puissance électrique souscrite est supérieure à celle du segment RES1. Cette puissance est par exemple comprise entre 6 kVA et 36 kVA ;
- Un segment RES2 dit résidentiel heures pleines/heures creuses et qui prévoit, au sein de chaque période de 24 heures, des heures pleines à tarif haut et des heures creuses à tarif bas. Les heures creuses sont prévues pendant la journée (on parle d'heures creuses méridiennes) ou pendant la nuit (on parle d'heures creuses nocturnes). A noter que les heures de la journée auxquelles se produisent les heures creuses forment un paramètre de ce segment. La puissance souscrire est par exemple inférieure ou égale à 36 kVA ;
- Un segment RES3 dit résidentiel Tempo, qui prévoit des tarifs différents respectivement associés à l'un de trois types de journées et à des heures pleines et creuses lors de ces journées, et est prévu pour des équipements fonctionnant avec effacement les jours de tarif élevé,
- Un segment RES4 dit résidentiel à effacement jour de pointe, qui prévoit deux types de journée dont un type à tarif heure creuse, et un type portant sur un nombre prédéterminé de jours répartis entre deux dates à tarif plus élevé.

Par exemple, pour la catégorie GI/PMI/PME, les segments sont les suivants :

- Un segment ENT1 dit Jaune base, qui correspond à un tarif par défaut. Ce tarif se distingue du tarif RES1 de par la puissance électrique souscrite (par exemple comprise entre 36 et 250 kVA);
- Un segment ENT2 dit Jaune EJP, qui se distingue du segment ENT1 par l'existence de différents types de jour auxquels sont associés des tarifs différents ;
- Un segment ENT3 dit Vert, qui se distingue du tarif ENT1 de par la puissance électrique souscrite (par exemple strictement supérieure à 250 kVA) ;
- Un segment NP dit vert non profilé. Ce segment correspond à celui d'utilisateurs dont la consommation est relevée à distance sensiblement simultanément à la consommation.

Par exemple, pour la catégorie professionnelle, les segments sont les suivants :

- Un segment PRO1 dit professionnel base, qui correspond à un tarif par défaut. Par exemple, la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA ;

- Un segment PRO2 dit professionnel HP/HC, qui correspond à un tarif à heures pleines et creuses analogues à celles du segment RES2 ;
- Un segment PRO3 dit professionnel Tempo qui correspond à un tarif analogue au segment RES3 ;
- 5 - Un segment PRO4 dit professionnel EJP qui correspond à un tarif analogue au segment RES4 ;
- Un segment PRO5 dit éclairage public et assimilé. Ce segment correspond aux éclairages publics ou de type consommation en ruban.

Les segments de cette catégorie professionnelle correspondent à une puissance électrique
10 souscrite inférieure à 36 kVA.

Les différents segments forment une subdivision des usagers U desservis par le réseau de distribution RD.

La Figure 2 illustre un dispositif informatique 8 pour la mise en œuvre d'un procédé d'estimation de consommation électrique, pour la détermination, pour chaque sous-zone 4 et
15 pour une période donnée, d'au moins une courbe de charge au sein de la sous-zone 4 considérée.

Le dispositif informatique 8 comprend une unité de traitement UC comprenant un processeur PROC et une mémoire MEM. La mémoire MEM comprend un programme informatique PI contenant des instructions dont le traitement par le processeur PROC se traduit par la mise en
20 œuvre du procédé selon l'invention.

En référence à la Figure 3, le procédé 12 est plus précisément configuré pour fournir, pour une période donnée et pour chaque sous-zone 4, au moins une courbe de charge représentative d'au moins la consommation électrique des usagers U au sein de la sous-zone pour la période considérée. En particulier, le procédé 12 est configuré pour fournir, pour chaque sous-zone 4,
25 une courbe de charge représentative d'au moins la consommation électrique des usagers U de la sous-zone 4 par type de réseau de distribution présent au sein de la sous-zone 4. Ainsi, par exemple, pour une sous-zone 4 présentant un réseau de distribution ayant une composante rurale, une composante urbaine et une composante semi-rurale, le procédé fournit, pour la zone 4, trois courbes de charge respectivement associées à chacun de ces types de réseau de
30 distribution RD. A noter que chaque sous-zone 4 ne présente pas nécessairement tous les types de réseau de distribution RD. Par exemple, une sous-zone 4 peut ne présenter qu'un

type urbain, auquel cas seule une courbe de charge associée à ce type de réseau RDu sera fournie par le procédé 12.

En outre, le procédé 12 est mis en œuvre à partir de données relativement à une période donnée. Toutefois, le procédé peut être mis en œuvre pour construire des courbes de charge relatives à une autre période que la période en question. Dans ce qui suit, on désigne ainsi par « première période » notée t_1 la période à laquelle se rapporte tout ou partie des données d'entrée du procédé 12, et par « deuxième période » notée t_2 la période à laquelle se rapportent les courbes de charge obtenues via le procédé 12.

Ces première et deuxième périodes t_1 et t_2 correspondent préférentiellement à un même laps de temps. Par exemple, elles correspondent chacune à une année, ou bien correspondent à des durées respectives différentes.

Par exemple, la première période t_1 est une période passée, les données d'entrée utilisées pour la mise en œuvre de l'invention étant des données réalisées.

Au cours d'une étape S1, pour la première période, on détermine une consommation d'énergie électrique pour chaque segment au sein de chaque sous-zone 4 de la zone 2, et ce pour chaque type de réseau de distribution RD des sous-zones 4. Cette détermination est effectuée à partir de données de consommation d'énergie électrique par catégorie et pour la zone 2 ou bien les régions 5 pour la première période. Ces données sont notées $E(C, 2/5, t_1)$, où C désigne la catégorie considérée, $2/5$ désigne que les données portent sur la zone 2, respectivement une région 5 de la zone 2, et t_1 désigne la première période.

Par exemple, en référence aux Figures 4a et 4b, cette détermination est faite à partir de données associées aux régions 5. Pour une région 5, ces données comprennent la consommation d'énergie électrique par catégorie pour la première période t_1 . Cette consommation est par exemple exprimée en GWh, et est symbolisée par la taille des rectangles gris hachurés au-dessus desquels figurent les noms des catégories sur la Figure 4a.

A noter que la Figure 4a illustre la consommation énergétique réalisée par des consommateurs ne faisant pas partie des catégories ci-dessus (rectangle RT). Ces consommateurs sont fournis en électricité par le réseau de transport RT et non par le réseau de distribution. La connaissance de leur consommation permet de la retrancher de la consommation $E(C, 2/5, t_1)$, ce qui augmente la précision des consommations énergétiques déterminées pour les segments des catégories.

Les données utilisés lors de cette étape S1 sont connues. Par exemple, ces données sont fournies par des bilans statistiques provenant de l'opérateur du réseau R. Plus spécifiquement, l'opérateur du réseau mesure au sein de chaque région 5 toutes les productions les productions d'électricité au sein de la région 5, ainsi que tous les échanges avec les régions 5 voisines. En pratique, ces mesures sont effectuées sur les lignes de transport et de distribution de l'électricité, ainsi qu'en sortie des sites de production P, ce qui fournit les données à partir desquels les quantités $E(C, 2/5, t1)$ sont déterminées.

Ces données sont dépendantes de la météorologie, et en particulier des températures, survenue pendant la première période $t1$.

- 10 La détermination de la consommation d'énergie électrique pour chaque segment S au sein d'une sous-zone 4 est alors réalisée à partir de ces données de consommation d'énergie électrique $E(C, 2/5, t1)$ de la région 5 comprenant la sous-zone 4, de données de facturation des producteurs d'énergie électrique de la zone 2, de données de population au sein de la sous-zone 4 et de données de type de réseau de distribution de chaque commune de la sous-
- 15 zone 4.

Les données de facturation sont en particulier représentatives de la répartition par segment S de l'énergie consommée au sein de la région 5. Ces données sont connues. Sur la Figure 4a, elles correspondent à la quantité d'énergie électrique consommée par chaque segment (représentée par des rectangles de taille correspondante pour chaque segment) au sein de la région 5. En d'autres termes, elles sont représentées sur la Figure 4a par les rectangles au-

20 dessus desquels se trouvent les noms des segments S (ENT1, ENT2, etc.).

Les données de population sont représentatives de la population de chaque catégorie C présente au sein de chaque commune de chaque sous-zone 4. Les données de type de réseau de distribution fournissent, pour chaque commune, le type du réseau RD (urbain, rural, semi-rural) de la commune.

25

En pratique, les données de consommation par région 5 (ou pour la zone 2) et par catégories ne correspondent pas tout à fait aux données de facturation.

Aussi, à partir des quantités d'énergie fournies par catégories pour la région 5 et des données de facturation par segment S pour chaque sous-zone 4 de la région 5, on détermine un jeu de coefficients qu'on applique aux quantités d'énergie par catégorie et pour la région pour

30

retrouver la décomposition des quantités d'énergie électrique consommée par région 5 et par catégories C en segments S par sous-zone 4.

Ensuite, à partir des données de population, on détermine, pour chaque sous-zone 4 et pour chaque type de réseau (rural, semi-rural, urbain) au sein de la sous-zone considérée, le pourcentage de chaque catégorie C desservi par le type de réseau de distribution RDr, RDsr, RDu considéré, et on multiplie la quantité d'énergie associée à chaque segment S au sein de la sous-zone 4 par ce pourcentage pour obtenir la consommation par type de réseau et par segment S au sein de la sous-zone 4.

Les quantités d'énergie obtenues sont notées $E(S, 4i, RDx, t1)$ où S désigne le segment considéré, 4i désigne la sous-zone considérée, RDx désigne le type de réseau de distribution considéré parmi RDr, RDu, RDsr, et t1 désigne la période considérée, à savoir la première période t1. Ces quantités sont illustrées sur la Figure 4b pour la sous-zone 4 de la région 5 repérée par la lettre A sur la Figure 4a. La taille des différents rectangles au-dessus desquels se trouvent les noms des segments est représentative de la quantité d'énergie électrique correspondante.

Au cours d'une étape S2, pour la première période t1, pour chaque sous-zone 4 et pour chaque segment S, on détermine un profil de sous-zone noté de manière générale Psz. Ce profil de sous-zone Psz est représentatif de la consommation électrique normalisée du segment correspondant pour la période considérée au sein de la sous-zone 4 considérée.

Cette détermination est effectuée en fonction de données de profils de zone comprenant, pour chaque segment, un profil $Pz(S, t1)$ pour la zone 2. Chaque profil de zone Pz est représentatif de la consommation électrique normalisée du segment correspondant pour la première période considérée et pour la zone entière. Par exemple, un profil de zone Pz couvre une année entière subdivisée en pas de temps à chacun desquels correspond une consommation électrique. Le pas de temps d'un profil est par exemple d'une demi-heure.

Ces profils de zone Pz sont connus. Ils sont par exemple définis de manière réglementaire. Par exemple, en France, ces profils sont connus sous le nom de profils CRE (pour « Commission de Régulation de l'Energie ») ou profils Recoflux.

Les profils de sous-zone Psz correspondent à une particularisation des profils de zone établis à partir des écarts de consommation électrique pour chaque sous-zone 4 par rapport à la moyenne de la zone 2. Ces écarts correspondent à des données connues des producteurs

d'électricité de la zone 2. Ainsi, par exemple, certains segments au sein d'une sous-zone 4 consomment différemment de ces mêmes segments S au sein d'une autre sous-zone 4, par exemple du fait d'activités de tourisms, qui présentent des saisonnalités propres responsables de pics et de creux de consommation au cours de la période considérée au sein de chaque sous-zone 4.

Cette particularisation est également réalisée à partir des plages horaires correspondant aux heures creuses pratiquées dans la sous-zone 4 considérée, en particulier pour les profils des segments RES2 et PRO2.

En pratique, pour la détermination des profils de sous-zone Psz, on calcule l'écart entre l'énergie électrique consommée par catégorie au sein de chaque sous-zone 4 par rapport à l'énergie électrique consommée par catégorie sur l'ensemble de la zone 2, et ce pour un ensemble de période des profils. Ces périodes correspondent par exemple à un mois.

On construit ensuite les profils de sous-zone Psz en fonction de ces écarts, par exemple en conférant au profil de sous-zone Psz une forme vérifiant l'écart constaté, et ce pour chaque période considérée.

Ces profils de sous-zone 4 sont plus spécifiquement notés $Psz(S, 4i, t1)$, où S désigne le segment considéré, 4i désigne la sous-zone considérée et t1 désigne la première période. Les profils de zone sont quant à eux notés $Pz(S, 2, t1)$. Les Figures 5a et 5b illustrent des profils de sous-zone de deux sous-zones distinctes pour le segment RES2, notés respectivement $Psz(RES2, 4i, t1)$ et $Psz(RES2, 4j, t1)$.

Au cours d'une étape S3, pour la première période t1 et pour chaque sous-zone 4, on détermine une courbe de charge de consommation électrique, et ce pour chaque segment au sein de la sous-zone 4 considérée et pour chaque type de réseau de distribution RDu, RDr, RDsr.

Pour une sous-zone 4 donnée, cette détermination est effectuée à partir de la consommation d'énergie électrique de chaque segment et de chaque type de réseau de distribution au sein de la sous-zone déterminée pendant l'étape S1, et des profils de sous-zone $Psz(S, 4i, t1)$ déterminés au cours de l'étape S2.

Plus spécifiquement, pour chaque sous-zone 4 et pour chaque segment S au sein de la sous-zone 4, cette détermination est réalisée par multiplication de la consommation d'énergie

électrique pour chaque type de réseau de distribution et du profil de sous-zone Ps_z correspondant, ce qui fournit la courbe de charge de consommation.

Ces courbes de charge sont notées $CC_{sz}(S, 4_i, RD_x, t_1)$, où S désigne le segment considéré, 4_i désigne la sous-zone considérée, RD_x désigne le type de réseau de distribution considéré
5 parmi R_{Dr} , R_{Du} , R_{Dsr} , et t_1 désigne la période considérée, à savoir la première période t_1 .

A noter que les courbes de charge ainsi déterminées sont dépendantes de la température observée sur la période correspondante, ici la première période t_1 .

Au cours d'une étape S_4 , pour chaque sous-zone 4 , pour chaque segment S et pour les différents types de réseau de distribution RD au sein de la sous-zone 4 considérée, on
10 détermine des courbes de charge de consommation électriques indépendantes de la météorologie survenue lors de la première période. Ces courbes de charge sont notées $CC_{sz}(S, 4_i, RD_x, \underline{t_1})$. Cette indépendance est reflétée par le soulignage de t_1 .

Cette détermination est faite à partir des courbes de charge déterminées lors de l'étape S_3 , de coefficients de sensibilité climatique associés à chaque profil et de données de température
15 pour la sous-zone 4 considérée sur la première période t_1 .

Les coefficients de sensibilité climatique d'un profil sont représentatifs de l'influence de la température sur le profil considéré. Ces coefficients de sensibilité climatique, également appelés gradients, sont associés à un profil de zone ou un profil de sous-zone et rendent compte de l'évolution du profil par pas de temps en fonction de la température. Ces
20 coefficients sont connus.

Par exemple, lors de cette étape, à partir de ces coefficients de sensibilité climatique et des profils de sous-zone $Ps_z(S, 4_i, t_1)$ déterminés lors de l'étape S_2 , on détermine de manière connue des profils de sous-zone $Ps_z(S, 4_i, \underline{t_1})$ indépendants des conditions climatiques pour la même période (cette indépendance est reflétée par le soulignage de t_1).

La comparaison entre les profils $Ps_z(S, 4_i, t_1)$ et $Ps_z(S, 4_i, \underline{t_1})$ fournit, pour chaque pas de temps, un facteur de réduction représentatif de l'écart entre les deux profils. Chaque courbe de charge $CC_{sz}(S, 4_i, RD_x, \underline{t_1})$ est alors construite par application (par exemple multiplication), à chacun des pas de temps, du facteur de réduction ainsi obtenu à la courbe $CC_{sz}(S, 4_i, RD_x, t_1)$ correspondante.
25

A noter que les coefficients de sensibilité climatique d'un profil sont représentatifs de la sensibilité climatique du profil à l'échelle de la zone 2 entière. En outre, les données de température pour la première période t_1 sont connues. Ces données sont par exemple fournies par un organisme officiel tel Météo France.

- 5 Lors d'une étape S5, pour chaque sous-zone 4 et pour chaque type de réseau de distribution RDx (parmi RDr, RDu et RDsr), on détermine une capacité théorique nominale de production électrique par les dispositifs photovoltaïques présents au sein de la sous-zone 4 considérée et pour le type de réseau de distribution considéré, et une capacité théorique nominale de production électrique par les dispositifs éoliens présents au sein de la sous-zone 4. Ces
- 10 capacités sont notées $CPsz(pv, 4i, RDx)$ et $CPsz(e, 4i, RDx)$ respectivement, où $4i$ désigne la sous-zone 4 considérée.

Cette détermination est faite à partir de données de capacité théorique nominale de production électrique par les dispositifs photovoltaïques et éoliens de la zone 2 et de données de répartition géographique du parc de production photovoltaïque et éolienne au sein de la zone

15 2, qui fournissent des informations sur les installations de production photovoltaïque et éolienne au sein de chaque sous-zone et au sein des différents types de réseau de distribution RDr, RDu et RDsr. Ces données de répartition sont connues.

- Lors d'une étape S6, on construit des courbes de charge pour chaque sous-zone 4, chaque segment S et chaque de type de réseau de distribution, et ce pour la deuxième période t_2 .
- 20 Cette construction est réalisée à partir des courbes de charge $CCsz(S, 4i, RDx, \underline{t_1})$ déterminées à l'issue de l'étape S4.

Ces courbes de charge sont plus précisément construites pour tenir compte de la météorologie survenant au cours de la deuxième période t_2 . Lors de cette étape, on applique un traitement analogue à celui mis en œuvre lors de l'étape S4 à partir des données de température pour la

25 deuxième période t_2 . Plus précisément, en utilisant les coefficients de sensibilité climatique et les profils de sous-zone $Psz(S, 4i, \underline{t_1})$ indépendants de la température lors de la première période t_1 , on détermine des profils de sous-zone $Psz(S, 4i, t_2)$ dépendants de la température au cours de la période t_2 . La comparaison entre les profils $Psz(S, 4i, \underline{t_1})$ et $Psz(S, 4i, t_2)$ fournit des facteurs de réduction, par exemple par pas demi-horaires, qui sont ensuite

30 appliqués aux courbes de charge $CCsz(S, 4i, RDx, \underline{t_1})$ pour obtenir les courbes de charge $CCsz(S, 4i, RDx, t_2)$.

Lors d'une étape S7, pour chaque sous-zone et pour chaque type de réseau RDx au sein de la sous-zone, et pour la deuxième période t2, on détermine les pertes électriques du réseau R au sein de la sous-zone 4 et au sein du type de réseau de distribution RDx correspondant. Ces pertes de sous-zone 4 sont notées $Pertes(4i, RDx, t2)$ où 4i désigne la sous-zone considérée, RDx désigne le type de réseau de distribution correspondant (RDr, RDu ou RDsr) et t2 la deuxième période. Cette détermination est faite à partir de données représentatives de la courbe de charge de l'ensemble des pertes pour la zone 2. Cette courbe de charge est par exemple déterminée à partir d'une courbe de charge du réseau R sur la zone 2, et qui est connue, et d'un jeu de coefficients également connu permettant de retrouver les pertes à partir de cette courbe de charge du réseau R.

Les pertes sont modélisées sous la forme de quatre types de pertes :

- les pertes non techniques, qui correspondent notamment aux fraudes et aux erreurs de comptage. Ces pertes sont modélisées comme proportionnelles à la consommation basse tension. Pour la zone 2, ces pertes sont exprimées sous la forme $a \sum_{4i} \sum_{RDx} C_{BT}(4i, RDx, t2)$, où $\sum_{4i}$ désigne une somme sur les sous-zones 4i de la zone 2, $\sum_{RDx}$ désigne une somme sur les différents types de réseaux, et $C_{BT}(4i, RDx, t2)$ désigne la courbe de charge basse-tension du type de réseau correspondant pour la sous-zone 4i et pour la période t2. La courbe de charge basse-tension correspond à la somme des courbes de charge $CCsz(S, 4i, RDx, t2)$ locales associées aux segments S fonctionnant en basse tension. Ces segments comprennent les segments de la catégorie résidentielle, de la catégorie professionnelle, et les segments ENT1 et ENT2.

- les pertes techniques basse-tension, qui sont proportionnelles à la consommation basse-tension au carré. Pour la zone 2, ces pertes sont modélisées sous la forme $b_{bt} \sum_{4i} \sum_{RDx} R_{RDx} C_{BT}^2(4i, RDx, t2)$, où R_{RDx} est un facteur de pondération des pertes pour le type de réseau RD considéré (parmi RDr, RDsr, RDu).

- les pertes techniques haute tension, qui sont proportionnelles à la consommation haute-tension au carré. Pour la zone 2, ces pertes sont modélisées sous la forme $b_{hta} \sum_{4i} \sum_{RDx} R_{RDx} C_{HTA}^2(4i, RDx, t2)$, où $C_{HTA}(4i, RDx, t2)$ désigne la courbe de charge haute-tension du type de réseau correspondant pour la sous-zone 4i et la période t2. Cette courbe de charge correspond à la somme des courbes de charge $CCsz(S, 4i, RDx, t2)$ associées aux segments S fonctionnant en haute tension. Ces segments comprennent le segment ENT3 (Vert) et le segment NP (non-profilé).

- les pertes fer. Ces pertes fer sont modélisées, pour la zone 2 et la période t_2 , sous la forme $Pertes_{fer}(2, t_2)$.

Les coefficients R_{RDx} et le terme $Pertes_{fer}(2, t_2)$ sont déterminés de manière connue. Par exemple, les coefficients R_{RDx} sont déterminés expérimentalement.

- 5 Lors de cette étape, pour chaque sous-zone 4, on détermine les courbes de charge C_{BT} et C_{HTA} à partir des courbes de charge $CCsz(S, 4i, RDx, t_2)$ déterminées lors de l'étape S6. Plus précisément, ces courbes sont déterminées par somme des courbes de charge des segments associés et des différents types de réseau de distribution, et ce pour chaque sous-zone 4.

- 10 On détermine ensuite les coefficients a , b_{bt} et b_{hta} par la méthode des moindres carrés, le but étant de minimiser la distance de la somme des expressions des pertes ci-dessus par rapport aux pertes pour la zone 2 sachant que les pertes sur la zone 2 pour la période considérée correspondent à environ 40% de pertes non techniques, 35% de pertes techniques basse-tension et 25% de pertes techniques haute tension.

- 15 Une fois ces coefficients déterminés, on détermine les pertes au sein de chaque sous-zone et pour chaque type de réseau de distribution à partir des expressions ci-dessus ramenées à chaque sous-zone 4 et à chaque type de réseau de réseau RDx .

- 20 En d'autres termes, on détermine les pertes $Pertes(4i, RDx, t_2)$ à partir des relations $aC_{BT}(4i, RDx, t_2)$, $b_{bt}R_{RDx}C_{BT}^2(4i, RDx, t_2)$, $b_{hta}R_{RDx}C_{HTA}^2(4i, RDx, t_2)$ et $Pertes_{fer}(4i, RDx, t_2)$. Plus précisément, les pertes $Pertes(4i, RDx, t_2)$ correspondent à la somme de ces expressions.

Les expressions ci-dessus à l'exception de l'expression $Pertes_{fer}(4i, RDx, t_2)$ sont déterminées par somme des courbes de charge des segments associés pour le réseau de distribution RDx de type correspondant. L'expression $Pertes_{fer}(4i, RDx, t_2)$ est quant à elle déterminée de manière connue à partir de l'expression $Pertes_{fer}(2, t_2)$.

- 25 A noter qu'à partir des relations ci-dessus, on peut aussi directement déterminer les pertes au niveau de chaque sous-zone 4. Pour ce faire, on utilise les relations ci-dessus et on effectue leur somme pour les trois types de réseau de distribution au sein de la sous-zone 4 considérée.

- 30 Lors d'une étape S8, on détermine, pour la deuxième période t_2 , pour chaque sous-zone 4 et pour chaque type de réseau de distribution RDx au sein de la sous-zone 4, une courbe de charge de production éolienne $CCPs(e, 4i, t_2, RDx)$ et une courbe de charge de production

photovoltaïque $CCPsz(pv, 4i, t2, RDx)$. Cette détermination est réalisée à partir des capacités de production $CPsz(pv, 4i, RDx)$ et $CPsz(e, 4i, RDx)$ obtenues lors de l'étape S5 et de facteurs de charge locaux. Ces facteurs de charge locaux définissent le rapport entre la production réelle et la capacité théorique nominale de production des dispositifs éoliens et photovoltaïques.

Ces facteurs de charge locaux sont déterminés en fonction des paramètres météorologiques de la deuxième période. Ces paramètres météorologiques comprennent la vitesse du vent pour la production éolienne et le rayonnement solaire et la nébulosité pour la production photovoltaïque. Ces facteurs de charge locaux sont déterminés de manière connue, par exemple par les producteurs d'énergie électrique du système.

Lors d'une étape S9, pour chaque sous-zone 4 et pour chaque type de réseau de distribution au sein de la sous-zone 4, on détermine une courbe de charge de sous-zone représentative de la consommation électrique des usagers U de la sous-zone 4, des pertes et des productions photovoltaïques et éoliennes de la sous-zone 4. Cette détermination est réalisée par addition des courbes de charge de consommation $CCsz(S, 4i, RDx, t2)$ obtenues lors de l'étape S6, des pertes électriques $Pertes(4i, RDx, t2)$ déterminées lors de l'étape S7, de la courbe de charge de production éolienne $CCPsz(e, 4i, t2, RDx)$ et de la courbe de charge de production photovoltaïque $CCPsz(pv, 4i, t2, RDx)$ toutes deux déterminées lors de l'étape S8.

La Figure 6 illustre une portion d'une courbe de charge ainsi obtenue pour une sous-zone 4 donnée et pour un type de réseau de distribution RD donné (par exemple le type urbain RDu), et pour une portion correspondant à une journée. A noter que le trait épais en partie haute de la Figure 6 correspond à la somme des pertes et des consommations des différents segments de laquelle ont été retranchées les productions éolienne et photovoltaïque.

Lors d'une étape S10, pour la deuxième période et pour la zone entière 2, on détermine une courbe de charge de consommation de consommateurs d'électricité alimentés en électricité non pas par le réseau de distribution RD comme pour les usagers, mais directement par le réseau de transport RT .

On note cette consommation $CRT(t2)$. Lorsque la deuxième période correspond à une période passée, cette détermination est effectuée à partir de la différence entre la courbe de charge de consommation pour la zone 2 entière et de la courbe de charge des réseaux de distribution.

Cette différence correspond alors à la courbe de charge de consommation de ces consommateurs. Lorsque la deuxième période correspond à une période future, cette détermination est effectuée à partir de la construction de profils associés à ces consommateurs.

- 5 Ces profils sont par exemple respectivement associés à des activités particulières de ces consommateurs. Par exemple, on construit un profil pour les consommateurs considérés dont l'activité relève de l'aciérie, un profil pour les consommateurs dont l'activité relève de l'industrie chimique, etc. Ces profils sont construits de manière connue. A noter que ces profils sont des profils de zone. Alternativement, ces profils sont des profils de sous-zone, 10 auquel cas ils sont également construits à partir de données de répartition de ces consommateurs prélevant sur le réseau de transport au sein des différentes sous-zones 4.

Lors d'une étape S11, on détermine, pour la zone 2 entière et pour la deuxième période t_2 , une courbe de charge globale de zone CG (t_2). Cette courbe de charge est représentative de la consommation électrique par les usagers U de la zone 2, des pertes du réseau R, des 15 productions éoliennes et photovoltaïques sur la zone 2 et de la consommation CRT(t_2) prélevée directement sur le réseau de transport RT.

Cette courbe est déterminée par addition des différentes courbes de charge obtenues lors de l'étape S9 et de la courbe de charge obtenue lors de l'étape S10.

La Figure 7 illustre une portion d'une telle courbe de charge de zone. Comme pour la Figure 20 6, le trait épais en partie supérieure de la Figure 7 représente la somme des consommations électriques, des pertes et de l'électricité prélevée sur le réseau de transport RT de laquelle ont été retranchées les productions éolienne et photovoltaïque. Ces productions sont ainsi vues comme consommations négatives.

En outre, les courbes désignées par Prode et Prod_{pv} correspondent à la somme des courbes de 25 charge de production CCP_{sz}(e, 4i, t_2 , RDx) par les dispositifs à éolienne sur la zone 2, respectivement à la somme des courbes de charge CCP_{sz}(pv, 4i, t_2 , RDx) de production par les dispositifs photovoltaïques sur la zone 2.

Par ailleurs, par souci de clarté, les portions de la courbe correspondant à certains segments d'une même catégorie C ont été fusionnées, en particulier les portions correspondant aux 30 segments ENT1 et ENT2.

Le procédé ci-dessus a été décrit pour une première période t1 correspondant à une période passée, c'est-à-dire pour laquelle on dispose de données relevées.

Alternativement, le procédé est mis en œuvre à partir de données prospectives concernant une première période t1 future.

- 5 Dans cette variante, le procédé est mis en œuvre à partir de catégories C correspondant à un ensemble d'usages d'électricité et non à des catégories de consommateurs.

Ces usages comprennent par exemple un usage chauffage, correspondant à une utilisation d'électricité pour chauffer.

- 10 Ces usages comprennent en outre des usages dit éclairage, correspondant à une utilisation d'électricité pour éclairer, dont ;

- un usage dit éclairage résidentiel, correspondant à une utilisation d'électricité pour l'éclairage des environnements résidentiels,
- un usage dit éclairage tertiaire, correspondant à une utilisation d'électricité pour les entreprises et professionnels,
- 15 - un usage dit éclairage public et industriel, correspondant à une utilisation d'électricité pour l'éclairage des espaces publics et industriels.

Ces usages comprennent en outre des usages résidentiels correspondant à des utilisations d'électricité en environnement résidentiel, dont :

- un usage résidentiel dit cuisson, correspondant à une utilisation d'électricité pour cuir ;
- 20 - un usage résidentiel dit lavage, correspondant à une utilisation d'électricité pour laver ;
- un usage résidentiel dit produits bruns, correspondant à une utilisation d'électricité pour le fonctionnement d'appareils audio et vidéo tels que des téléviseurs, des caméscopes, etc.
- 25 - un usage résidentiel dit ECS, correspondant à une utilisation d'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire (d'acronyme ECS) ;
- un usage résidentiel dit froid, correspondant à une utilisation d'électricité pour la production de froid ;

- un usage résidentiel dit autre, correspondant à une utilisation d'électricité pour les activités ne correspondant pas aux usages résidentiels ci-dessus, à l'usage chauffage et à l'usage éclairage résidentiel.

Ces usages comprennent en outre des usages dits tertiaires correspondant à une utilisation d'électricité pour les besoins d'entreprises du secteur tertiaire, et comprenant :

- un usage tertiaire dit climatisation, correspondant à l'utilisation d'électricité pour des besoins de climatisation ; et
- un usage tertiaire dit autres, correspondant à une utilisation d'électricité pour les besoins autres que ceux de climatisation, de chauffage et d'éclairage.

10 Ces usages comprennent en outre un usage dit industriel, correspondant à une utilisation d'électricité pour les activités industrielles autres que l'éclairage et le chauffage.

Ces usages comprennent en outre un usage dit agriculture-transport, correspondant à une utilisation d'électricité pour l'agriculture et les transports.

15 Ces usages comprennent en outre un usage dit autre, correspondant à une utilisation d'électricité pour les autres usages que ceux mentionnés ci-dessus, notamment pour les activités de travaux publics, de recherche, des armées, etc.

En d'autres termes, les usages de cette variante du procédé selon l'invention comprennent un usage dit chauffage associé aux activités de chauffage, des usages dits éclairage associés aux activités d'éclairage, des usages dits résidentiels associés aux activités résidentielles, des usages dits tertiaires associés à l'activité tertiaire, un usage industriel associé à l'activité industrielle, un usage dit agriculture-transport associé aux activités d'agriculture et de transport, et un usage dit autres associé à un ensemble d'usages consommateurs d'électricité autres que ceux précédemment cités.

Les catégories dans lesquelles sont regroupés ces usages sont :

- 25 - une catégorie dite chauffage, comprenant l'usage chauffage,
- une catégorie dite éclairage comprenant les usages dits éclairage,
- une catégorie dite usages intermittents comprenant les usages résidentiels cuisson, lavage et produits bruns, l'usage tertiaire dit autres et l'usage dit industriel, et

- une catégorie dite usages en base comprenant les usages résidentiels dits ECS, froid et autres, l'usage tertiaire dit climatisation, l'usage agriculture-transport et l'usage dit autre.

Dans le cadre de cette variante, dans certains modes de réalisation, l'étape S4 comprend une étape préalable au cours de laquelle, pour tout ou partie des sous-zones 4, et pour tout ou partie des profils de sous-zone $Psz(S, 4i, t1)$, on construit des coefficients de sensibilité climatique de sous-zone représentatifs de la sensibilité climatique des profils considérés à l'échelle de la sous-zone 4 considérée à partir des coefficients de sensibilité climatique associés au profil de zone $Pz(S, t1)$ correspondant.

- 5 Cette particularisation des coefficients de sensibilité climatique est réalisée de manière connue.

Par exemple, pour ce faire, on utilise des données connues, telles que par exemple des données fournies par le CEREN (pour Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie), qui donnent les consommations des différents usages par région 5, en fonction d'un indicateur de température appelé « degrés*jour ». Cet indicateur correspond à l'intégrale de la courbe de température sous (ou au-dessus) d'un seuil donné représentatif du fonctionnement de l'usage. Le rapport de la consommation d'énergie par ces degrés*jours est homogène à un gradient, c'est-à-dire à une puissance électrique rapportée à une température, et permet de décomposer le gradient national en gradients régionaux. Ceci fournit le poids de la région considérée dans le gradient national. Le coefficient de sensibilité local retenu est le gradient, c'est-à-dire le coefficient de sensibilité climatique, national pondéré par ce poids.

- 15 En outre, dans le cadre de cette variante, pour l'étape S7, parmi les usages, on distingue les usages associés à une basse-tension et ceux associés à une haute tension pour la détermination des pertes pour chaque sous-zone et pour chaque type de réseau de distribution RDx au sein de la sous-zone 4. Dans l'exemple des usages donnés ci-dessus, il est connu de l'homme du métier lesquels des usages sont à basse-tension et lesquels sont à haute-tension.

- 25 Le procédé selon l'invention présente de nombreux avantages. En effet, les courbes de charge locales fournies par l'étape S6 permettent d'appréhender un nombre important de phénomènes survenant à des niveaux d'échelle du système électrique plus petits que le niveau global. En outre, ces courbes de charge sont obtenues à partir de peu de données portant sur
- 30

des éléments globaux du système et ce pour une période *a priori* autre que la période sur laquelle portent les courbes de charge locales.

En outre, la construction de la courbe de charge globale CG permet alors de disposer d'un outil permettant une mise en regard aisée des phénomènes se produisant à l'échelle globale du système et aux niveaux d'échelles plus petits. En particulier, le niveau de granularité rendu
5 appréhensible par l'invention est élevé, puisqu'il relève des différents types de réseaux de distribution au sein de chaque sous-zone. Ceci est particulièrement avantageux lorsque la zone 2 est à taille de pays entier, et que les sous-zones 2 sont des départements de ce pays.

En outre, le procédé présente l'avantage considérable de pouvoir fournir des courbes de
10 charge locales et une courbe de charge globale pour une période quelconque.

Par ailleurs, ces courbes de charge locales et globales sont synchrones, c'est-à-dire qu'elles correspondent à une même période et aux mêmes conditions climatiques (température, vent, ensoleillement) vues localement et globalement.

Ceci permet en particulier une analyse quantitative précise des interactions entre les
15 différentes mailles du système 2, telles que par exemple un surplus de charge électrique généré sur un type de réseau de distribution par un autre au sein d'une sous-zone 4.

En outre, le principe de procédé est aisément ajustable aux variations des comportements des acteurs du système électrique, et en particulier des usagers, en ce qu'il repose sur l'utilisation de profils représentatifs de la consommation électrique normalisée de ces consommateurs et
20 de segments d'usagers U. Ces profils sont eux-mêmes souples d'utilisation et sont aisément enrichissables par des données complémentaires.

En particulier, les profils associés aux segments RES2 et PRO2 ci-dessus présentent des paramètres configurables sous la forme des heures creuses et des heures pleines. La présence de ces paramètres permet d'augmenter considérablement la finesse de modélisation des
25 profils, en particulier en fonction de la sous-zone 4 considérée.

En outre, le procédé selon l'invention est particulièrement avantageux dans la mesure où il permet de traduire l'impact de différentes stratégies d'utilisation des leviers d'action sur la courbe de charge en différents indicateurs quantitatifs, tels que par exemple des indicateurs économiques. Par exemple, l'exercice d'un effacement tarifaire à échelle de la zone 2 se

répercute différemment sur les courbes de charge locales, notamment en fonction de la part que représente le segment S considéré dans les consommations locales.

Avantageusement, lors d'une étape S12, à partir d'une ou plusieurs courbes de charge locales $CCsz(S, 4i, RDx, t2)$, on détermine des plages horaires d'heures creuses et d'heures pleines permettant de limiter les pointes de la ou des courbes de charge locales correspondantes. De manière connue, ces pointes de charge constituent un facteur dimensionnant important des réseaux, qui doivent être adaptés pour supporter ces pointes de charge ponctuelles.

Pour cette détermination, on met en œuvre le procédé de manière répétée en faisant varier, d'une itération à l'autre, les plages d'heures creuses et d'heures pleines auxquelles sont adossés les segments PRO2 et RES2. Cette variation est par exemple mise en œuvre pour un ensemble de sous-zones 4 d'intérêt. A partir des courbes de charge obtenues, on détermine ces heures creuses et pleines en tant que celles fournissant des courbes de charge locales pour la ou les sous-zones souhaitées et pour la période $t2$ souhaitée qui présentent un maximum le plus faible parmi les courbes de charge obtenues. On obtient ainsi une anticipation de la demande d'électricité à satisfaire et de la production d'électricité en conséquence pour un scénario où ces heures creuses et pleines sont employées.

Avantageusement, on adapte une ou plusieurs offres tarifaires en fonction du résultat obtenu. Par exemple, on adapte l'offre tarifaire associée aux segments PRO2 et RES2 pour une sous-zone donnée, pour un ensemble de sous-zones 4 ou pour la zone 2 entière, et ce pour une période donnée ou de manière indéfinie dans le temps.

Parallèlement ou alternativement, lors de l'étape S12, pour une ou plusieurs sous-zones et pour la période $t2$, et à partir d'une ou plusieurs courbes de charge locales $CCsz(S, 4i, RDx, t2)$, on détermine des volumes de production photovoltaïque à écrêter, c'est-à-dire des volumes à ne pas produire, pour limiter les injections d'électricité dans le système 2 par les dispositifs photovoltaïques.

En effet, de manière connue, ces injections constituent également un facteur dimensionnant des réseaux, en particulier dans les sous-zones 4 dans lesquels le parc de production photovoltaïque est important.

Avantageusement, au cours de la période correspondante, on régule la production photovoltaïque en fonction du résultat obtenu par le procédé selon l'invention.

Parallèlement ou alternativement, on réalise le travail décrit ci-dessus pour la production éolienne. En d'autres termes, à partir d'une ou plusieurs courbes de charge locales $CCsz(S, 4i, RDx, t2)$, on détermine un volume de production éolienne à écrêter, et on régule, lors de la deuxième période, la production éolienne au sein d'une ou plusieurs sous-zones 4 en fonction du volume de production éolienne déterminé.

5

REVENDICATIONS

1. Procédé mis en œuvre par des moyens informatiques, d'estimation de consommation électrique, pour une détermination d'une pluralité de courbes de charge locales ($CCsz(S, 4i, RDx, t2)$) respectivement associées à une sous-zone d'une zone (2) donnée et représentatives d'au moins une consommation électrique au sein de la sous-zone (4, 4i) correspondante au cours d'une période donnée, dite deuxième période ($t2$), le procédé comprenant :

- une étape (S1) au cours de laquelle, à partir de données de consommation d'énergie électrique ($E(C, 2/5, t1)$) par catégorie (C) de consommateurs ou d'usages d'énergie électrique pour la zone (2) donnée ou pour une région (5) de la zone couvrant une pluralité de sous-zones (4) et pour une première période ($t1$), on détermine au moins une consommation d'énergie électrique ($E(S, 4i, RDx, t1)$) pour la première période ($t1$), et ce pour chaque sous-zone (4) et pour chaque segment (S) d'un ensemble de segments formant chacun une sous-catégorie d'une catégorie (C) de consommateurs ou d'usages de l'énergie électrique, l'ensemble de segments formant une subdivision de l'ensemble des catégories de consommateurs ou d'usages,

- une étape (S2) au cours de laquelle, à partir de données de profils de zone ($Pz(S, t1)$) pour la consommation électrique, chaque profil de zone ($Pz(S, t1)$) étant représentatif d'une consommation électrique normalisée d'un segment (S) de l'ensemble de segments pour la première période ($t1$) et pour la zone (2) entière, on détermine, pour chaque sous-zone (4, 4i) et pour chaque segment (S), un profil de sous-zone ($Psz(S, 4i, t1)$) représentatif d'une consommation électrique normalisée du segment (S) pour la sous-zone (4) sur la première période ($t1$), et

- une étape (S6) au cours de laquelle, pour chaque sous-zone (4), pour chaque segment (S) et pour la deuxième période ($t2$), on détermine au moins une courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, t2)$) à partir de l'au moins une consommation d'énergie électrique ($E(S, 4i, RDx, t1)$) de la sous-zone pour le segment considéré et du profil de sous-zone ($Psz(S, 4i, t1)$) correspondant pour la sous-zone considérée (4i) et pour la première période ($t1$).

2. Procédé selon la revendication 1, dans lequel on détermine, pour chaque sous-zone (4, 4i), au moins une parmi trois courbes de charge locales ($CCsz(S, 4i, RDx, t2)$) respectivement associées aux usagers (U) de la sous-zone (4) situés en espace urbain, aux usagers (U) de la

sous-zone (4, 4i) situés en espace rural et aux usagers (U) de la sous-zone (4, 4i) situés dans un espace intermédiaire entre un espace urbain et un espace rural.

3. Procédé selon la revendication 1 ou la revendication 2, dans lequel, pour chaque sous-zone (4) et pour chaque segment (S) :

- on construit au moins une courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, t1)$) associée à la première période ($t1$) et dépendante de la météorologie au cours de la première période ($t1$) à partir de l'au moins une consommation d'énergie électrique ($E(S, 4i, RDx, t1)$) de la sous-zone pour le segment considéré et du profil de sous-zone ($Psz(S, 4i, t1)$) correspondant pour la sous-zone considérée (4i) et pour la première période ($t1$),

- pour chaque courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, t1)$) associée à la première période ($t1$) et dépendante de la météorologie au cours de la première période ($t1$), on construit une courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, \underline{t1})$) indépendante de la météorologie de la première période ($t1$) à partir de ladite courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, t1)$), de coefficients de sensibilité climatique associés à chaque profil de zone ou de sous-zone et de données de température pour la sous-zone (4) considérée pour la première période ($t1$).

4. Procédé selon la revendication 3, dans lequel, pour chaque courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, \underline{t1})$) indépendante de la météorologie, on construit une courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, t2)$) dépendante de météorologie de la deuxième période à partir de ladite courbe de charge locale ($CCsz(S, 4i, RDx, \underline{t1})$) indépendante de la météorologie, desdits coefficients de sensibilité climatique et de données de température pour la sous-zone (4) considérée pour la deuxième période ($t2$).

5. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel, pour chaque sous-zone (4) et pour la deuxième période ($t2$), on construit au moins une courbe de charge de production électrique ($CCPs(e, 4i, t2, RDx)$) représentative de la production électrique par des dispositifs à éolienne de la sous-zone (2) et au moins une courbe de charge de production électrique ($CCPs(pv, 4i, t2, RDx)$) représentative de la production électrique par des dispositifs photovoltaïques de la sous-zone, à partir respectivement d'une capacité de

production électrique des dispositifs à éolienne de la zone entière (2) et d'une capacité de production électrique des dispositifs photovoltaïques de la zone entière (2), de données de répartition des dispositifs à éolienne et des dispositifs photovoltaïques au sein de la zone (2), et de facteurs de charge locaux représentatifs de l'influence de la météorologie de la sous-
5 zone (4) considérée sur la production des dispositifs à éolienne et des dispositifs photovoltaïques de la sous-zone (4) pour la deuxième période (t2),

la ou les courbes de charge locales d'une sous-zone étant également déterminées à partir desdites courbes de charge de production électrique (CCPsz(e, 4i, t2, RDx)), CCPsz(pv, 4i, t2, RDx)).

10

6. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel, au sein de la zone (2), l'électricité est transportée et acheminée aux usagers (U) par un réseau électrique (R), le réseau électrique (R) présentant des pertes électriques, le procédé (12) comprenant en outre une étape de détermination (S7) de pertes électriques pour chaque sous-zone (4, 4i) à
15 partir de données de pertes électriques pour la zone (2), la ou les courbes de charge locales d'une sous-zone étant également déterminées à partir des pertes électriques de la sous-zone (4, 4i).

7. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel l'électricité est
20 transportée et acheminée au sein de la zone (2) par un réseau électrique (R) comprenant un réseau de transport (RT) et un réseau de distribution (RD), le réseau de transport (RT) étant configuré pour le transport de l'énergie électrique et le réseau de distribution étant configuré pour la distribution de l'énergie électrique transitant par le réseau de transport à tout ou partie des usagers, le procédé (12) comprenant en outre une étape (S10) au cours de laquelle on
25 détermine au moins une courbe de charge de consommation électrique de consommateurs fournis en électricité par le réseau de transport et non par le réseau de distribution.

8. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel, pour la zone (2) entière et pour la deuxième période (t2), on construit une courbe de charge globale de zone
30 (CG (t2)) à partir d'au moins les courbes de charge locales.

9. Procédé selon les revendications 7 et 8 prises ensemble, dans lequel la courbe de charge globale de zone est construite à partir de la somme des courbes de charge locales et de la ou les courbes de charge de consommation électrique de consommateurs fournis en électricité par le réseau de transport (RT) et non par le réseau de distribution (RD).
10. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, comprenant en outre une étape au cours de laquelle, à partir des courbes de charge pour chaque sous-zone, on détermine une anticipation de la demande d'électricité à satisfaire et de la production d'électricité en conséquence, ainsi qu'une adaptation d'offre tarifaire de l'énergie électrique à fournir pour un ou plusieurs segments.
11. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel les données de consommation d'énergie électrique sont des données prospectives, chaque catégorie étant un usage d'énergie électrique.
12. Procédé selon la revendication 11, dans lequel les usages d'énergie électrique sont compris dans le groupe formé par : un usage dit « chauffage » associé aux activités de chauffage, des usages dits « éclairage » associés aux activités d'éclairage, des usages dits « résidentiels » associés aux activités résidentielles, des usages dits « tertiaires » associés à l'activité tertiaire, un usage industriel associé à l'activité industrielle, un usage dit « agriculture-transport » associé aux activités d'agriculture et de transport, et un usage dit « autres » associé à un ensemble d'usages autres.
13. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 10, dans lequel les données de consommation d'énergie électrique sont des données relevées, chaque catégorie étant une catégorie de consommateurs d'énergie électrique.

14. Procédé selon la revendication 13, dans lequel les catégories de consommateurs sont comprises dans le groupe formé par : une catégorie « grandes industries, petites et moyennes industries et entreprises », une catégorie « habitations », une catégorie « professionnels » regroupent les professionnels autres que les grandes industries et les petites et moyennes industries et entreprises.

15. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel, pour une ou plusieurs sous-zones (4) et pour la deuxième période (t2), on détermine, à partir d'une ou plusieurs courbes de charge locales ($CC_{sz}(S, 4i, RDx, t2)$), un volume de production d'électricité par des dispositifs photovoltaïques ou éoliens à écrêter, et, lors de la deuxième période, on régule la production d'électricité par les dispositifs photovoltaïques ou éoliens en fonction dudit volume à écrêter.

16. Programme informatique comportant des instructions pour la mise en œuvre du procédé selon l'une des revendications précédentes, lorsque ce programme est exécuté par un processeur.

1/7

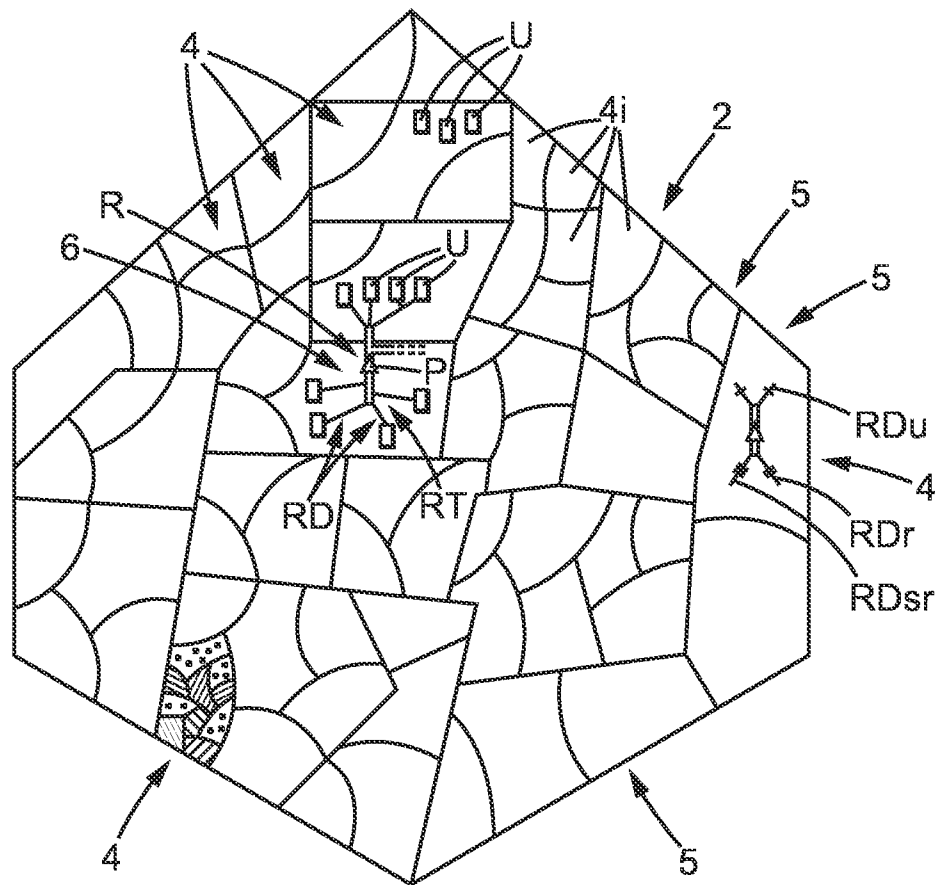


FIG. 1

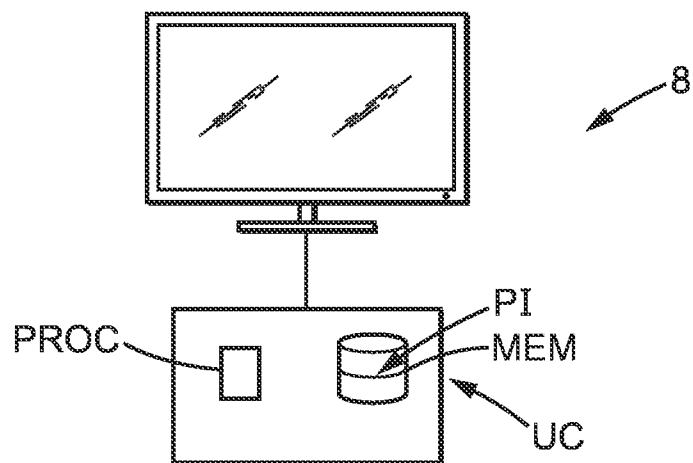


FIG. 2

2/7

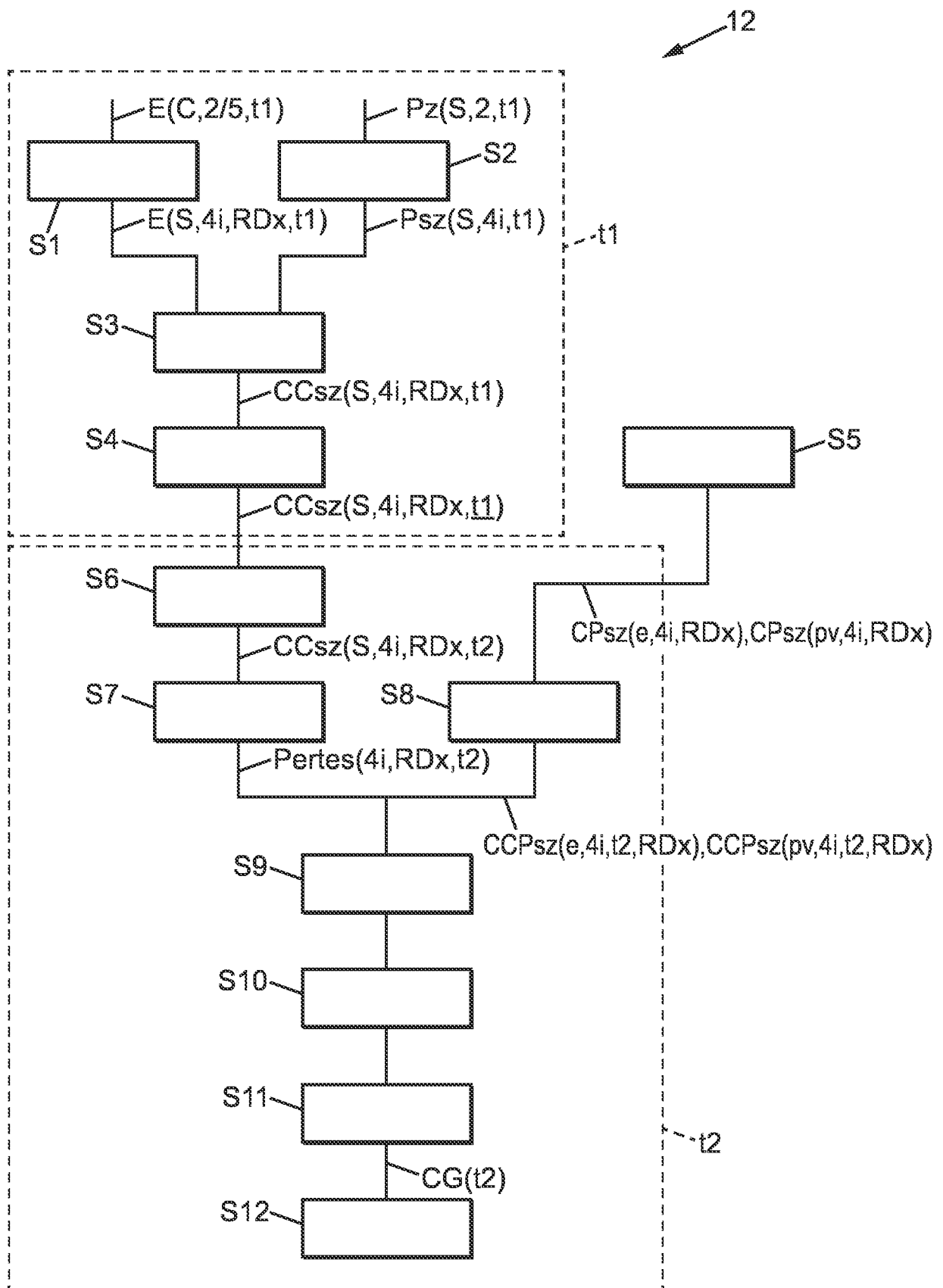


FIG. 3

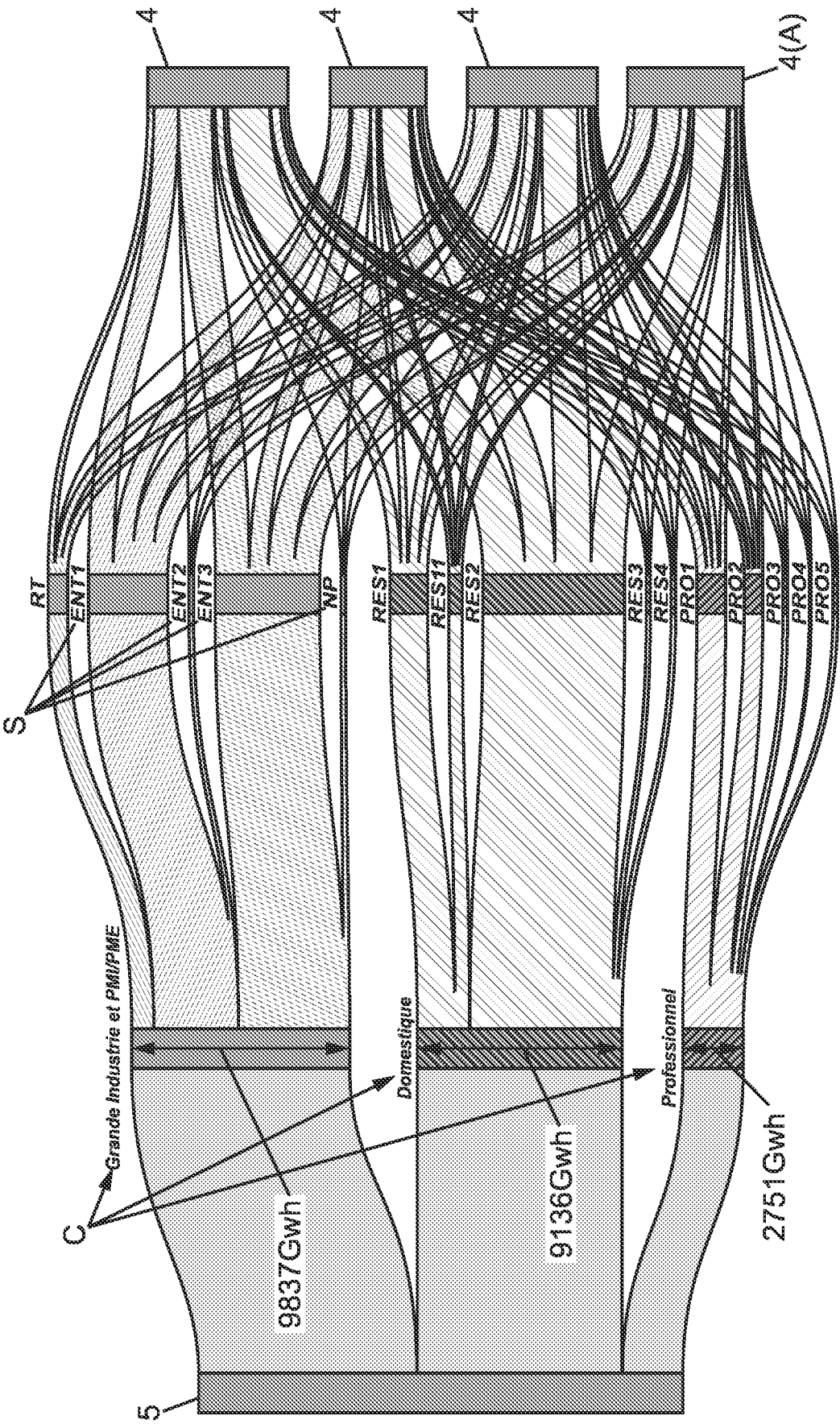


FIG. 4a

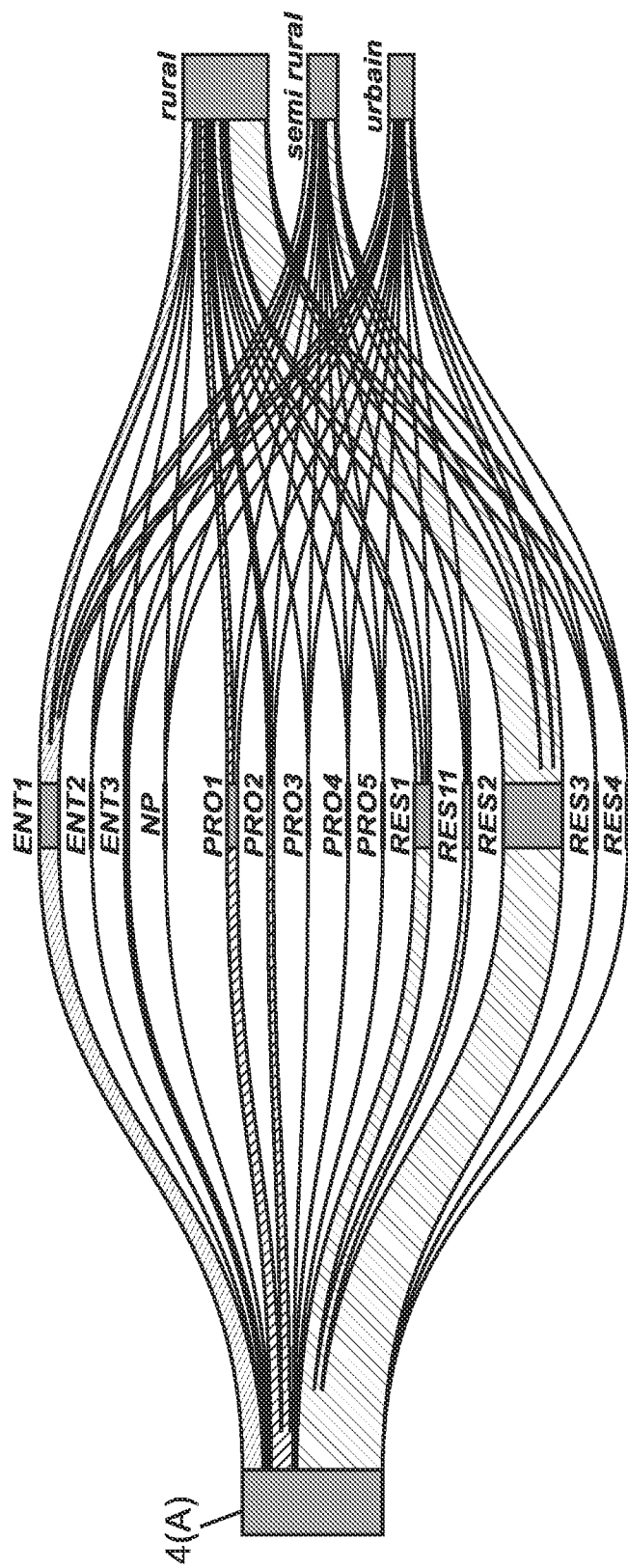


FIG. 4b

5/7

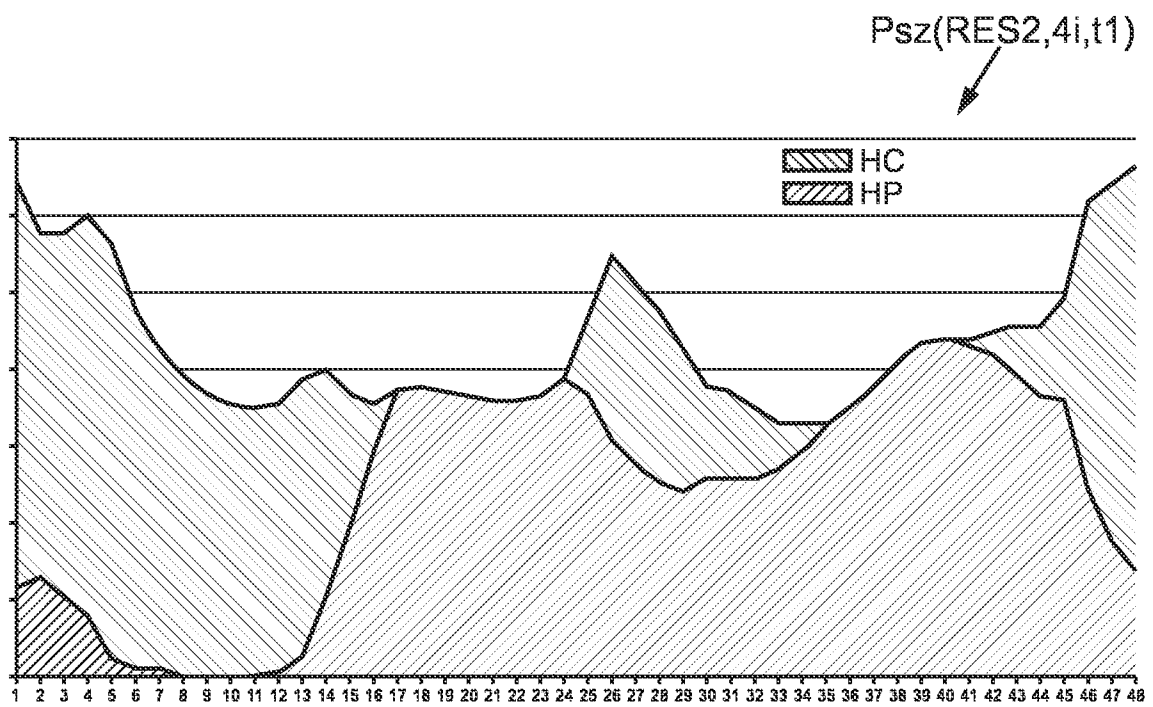


FIG. 5a

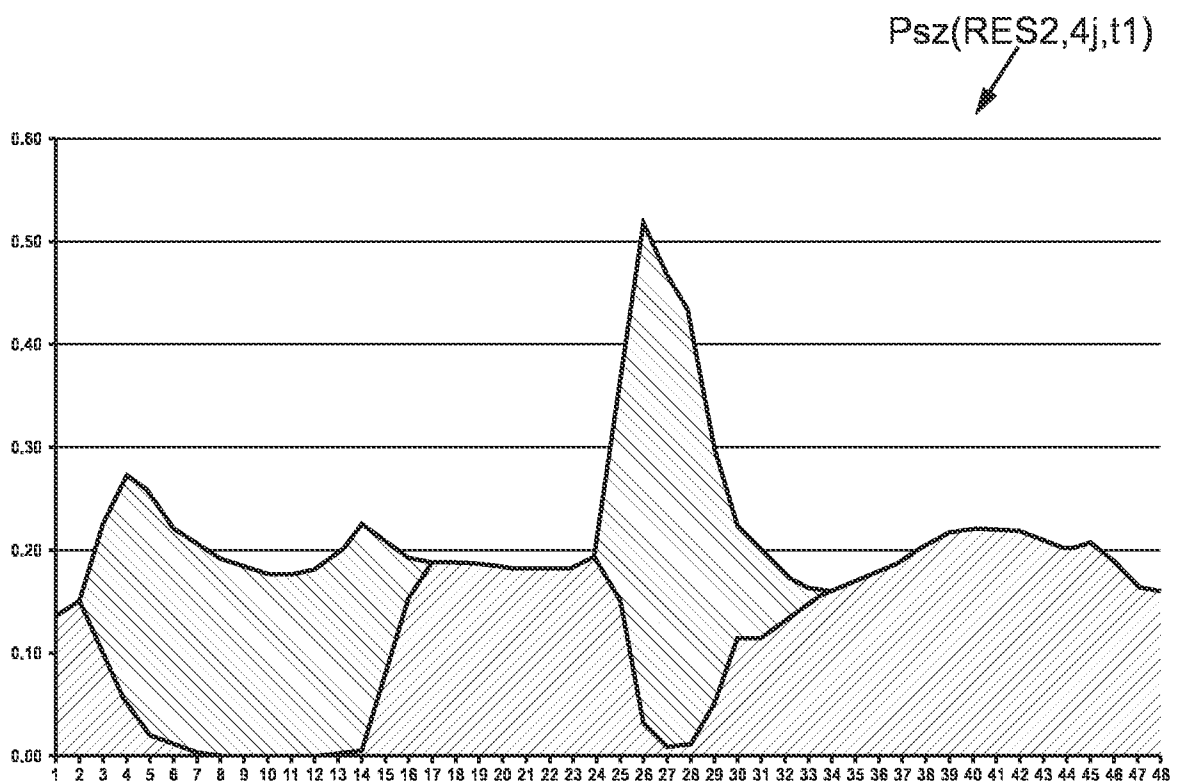


FIG. 5b

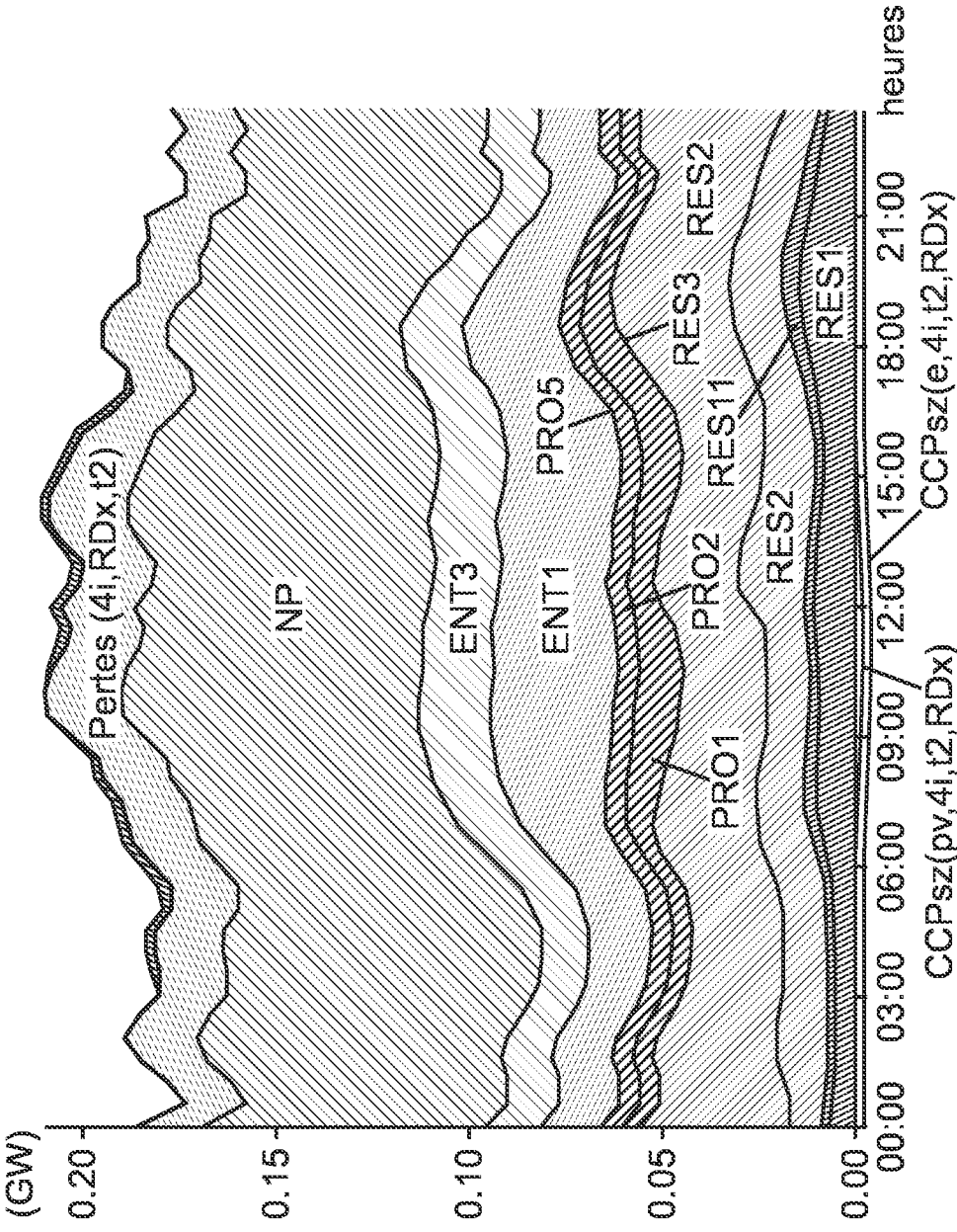
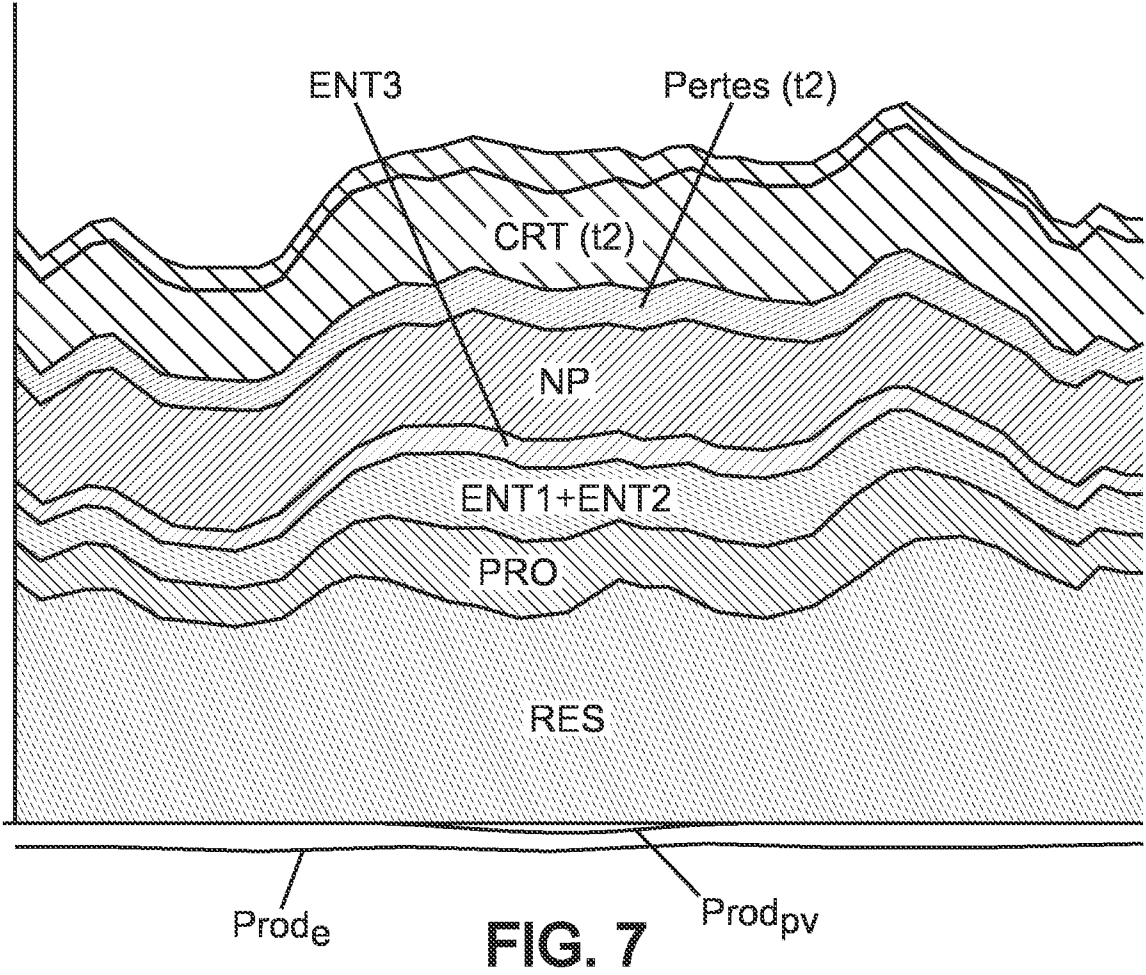


FIG. 6



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/FR2015/053609A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
INV. G06Q10/04 G06Q50/06
ADD.

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
G06Q

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

EPO-Internal

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	MAIRET N ET AL: "Determinants of energy demand in the French service sector: A decomposition analysis", ENERGY POLICY, ELSEVIER, AMSTERDAM, NL, vol. 37, no. 7, 1 July 2009 (2009-07-01), pages 2734-2744, XP026090369, ISSN: 0301-4215, DOI: 10.1016/J.ENPOL.2009.03.002 [retrieved on 2009-04-14] the whole document ----- -/--	1-16



Further documents are listed in the continuation of Box C.



See patent family annex.

* Special categories of cited documents :

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

16 February 2016

Date of mailing of the international search report

25/02/2016

Name and mailing address of the ISA/

European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

Chauvet, Christophe

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No

PCT/FR2015/053609

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	JEAN-MICHEL CAYLA ET AL: "The role of income in energy consumption behaviour: Evidence from French households data", ENERGY POLICY, ELSEVIER, AMSTERDAM, NL, vol. 39, no. 12, 20 September 2011 (2011-09-20), pages 7874-7883, XP028107320, ISSN: 0301-4215, DOI: 10.1016/J.ENPOL.2011.09.036 [retrieved on 2011-09-27] the whole document -----	1-16

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Demande internationale n°

PCT/FR2015/053609

A. CLASSEMENT DE L'OBJET DE LA DEMANDE INV. G06Q10/04 G06Q50/06 ADD.		
Selon la classification internationale des brevets (CIB) ou à la fois selon la classification nationale et la CIB		
B. DOMAINES SUR LESQUELS LA RECHERCHE A PORTE Documentation minimale consultée (système de classification suivi des symboles de classement) G06Q		
Documentation consultée autre que la documentation minimale dans la mesure où ces documents relèvent des domaines sur lesquels a porté la recherche		
Base de données électronique consultée au cours de la recherche internationale (nom de la base de données, et si cela est réalisable, termes de recherche utilisés) EPO-Internal		
C. DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		
Catégorie*	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
X	MAIRET N ET AL: "Determinants of energy demand in the French service sector: A decomposition analysis", ENERGY POLICY, ELSEVIER, AMSTERDAM, NL, vol. 37, no. 7, 1 juillet 2009 (2009-07-01), pages 2734-2744, XP026090369, ISSN: 0301-4215, DOI: 10.1016/J.ENPOL.2009.03.002 [extrait le 2009-04-14] le document en entier ----- -/--	1-16
☒ Voir la suite du cadre C pour la fin de la liste des documents ☐ Les documents de familles de brevets sont indiqués en annexe		
* Catégories spéciales de documents cités: "A" document définissant l'état général de la technique, non considéré comme particulièrement pertinent "E" document antérieur, mais publié à la date de dépôt international ou après cette date "L" document pouvant jeter un doute sur une revendication de priorité ou cité pour déterminer la date de publication d'une autre citation ou pour une raison spéciale (telle qu'indiquée) "O" document se référant à une divulgation orale, à un usage, à une exposition ou tous autres moyens "P" document publié avant la date de dépôt international, mais postérieurement à la date de priorité revendiquée "T" document ultérieur publié après la date de dépôt international ou la date de priorité et n'appartenant pas à l'état de la technique pertinent, mais cité pour comprendre le principe ou la théorie constituant la base de l'invention "X" document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme nouvelle ou comme impliquant une activité inventive par rapport au document considéré isolément "Y" document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme impliquant une activité inventive lorsque le document est associé à un ou plusieurs autres documents de même nature, cette combinaison étant évidente pour une personne du métier "&" document qui fait partie de la même famille de brevets		
Date à laquelle la recherche internationale a été effectivement achevée 16 février 2016		Date d'expédition du présent rapport de recherche internationale 25/02/2016
Nom et adresse postale de l'administration chargée de la recherche internationale Office Européen des Brevets, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Fax: (+31-70) 340-3016		Fonctionnaire autorisé Chauvet, Christophe

C(suite). DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		
Catégorie*	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
X	JEAN-MICHEL CAYLA ET AL: "The role of income in energy consumption behaviour: Evidence from French households data", ENERGY POLICY, ELSEVIER, AMSTERDAM, NL, vol. 39, no. 12, 20 septembre 2011 (2011-09-20), pages 7874-7883, XP028107320, ISSN: 0301-4215, DOI: 10.1016/J.ENPOL.2011.09.036 [extrait le 2011-09-27] le document en entier -----	1-16