



## **Rapport sur l'achat d'électricité par les collectivités locales**

### **Rapport du groupe d'expertise (version du 11 août 2004)\***

Animateur du groupe d'expertise :

Pascal SOKOLOFF, Chef du service juridique de la FNCCR

Membres du groupe d'expertise :

Etienne ANDREUX, Directeur général du Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC)

Daniel BELON, Directeur général du Syndicat intercommunal d'énergies du département de la Loire, Conseiller technique de la FNCCR

Bruno BLANCHARD, Ingénieur au Syndicat départemental d'électricité de la Drôme

Stéphane DANVE, Consultant à l'Association pour l'expertise des Concessions (AEC)

Annie MOTTE, Directrice du Département « Concession » au Syndicat départemental d'électricité et d'équipement du Calvados

Jean RIVET, Chef du service des distributeurs d'énergie à la FNCCR

---

\* tenant compte du nouveau code des marchés publics du 7 janvier 2004, de l'article 30 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ainsi que des travaux du groupe de travail de la CRE sur le profilage.

# SOMMAIRE

Résumé du rapport.....	3
<b>1. Achats d'électricité et concurrence.....</b>	<b>4</b>
1.1 L'identification des sites concernés par l'application du droit de la concurrence et des marchés publics .....	4
1.2 Vers l'extinction de la procédure de « déclaration d'éligibilité » ? .....	8
<b>2. Economie générale des contrats d'achat d'énergie électrique par des clients éligibles .....</b>	<b>9</b>
2.1 Synoptique des contrats à passer pour l'approvisionnement en électricité .....	9
2.2 le contrat d'accès au réseau de distribution d'électricité .....	10
2.3 les contrats de fourniture d'énergie électrique et contrats d'équilibre.....	15
<b>3. L'application du code des marchés publics aux achats d'électricité destinés à l'approvisionnement de sites communaux ou intercommunaux éligibles, et l'intervention des établissements publics de coopération dans la massification de ces achats.....</b>	<b>21</b>
3.1 détermination des modalités de passation du marché et du cadre contractuel applicable à des achats d'énergie électrique .....	21
3.2 intérêt et modalités de massification de ces achats sous l'égide d'un établissement public de coopération.....	32
<b>Modèles de documents.....</b>	<b>36</b>
<b>Glossaire.....</b>	<b>77</b>

## RESUME DU RAPPORT

Le groupe de travail prend acte de deux éléments notables intervenus au cours de la période juillet/août 2004, à savoir, d'une part l'avis du Conseil d'Etat en date du 8 juillet 2004, relatif aux conditions d'exercice de l'éligibilité par les personnes publiques pour leurs achats d'électricité, d'autre part, la décision du législateur qui, au travers l'article 30 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, considère que les dispositions actuelles du Code des marchés publics n'imposent pas à l'Etat et à ses établissements, aux collectivités territoriales et à leurs établissements publics d'exercer les droits attachés à l'éligibilité. Le Conseil d'Etat estime quant à lui que, tant que coexistent un secteur d'achat d'électricité et de gaz réglementé et un marché libre, la personne publique peut continuer de ne pas exercer les droits attachés à son éligibilité. En pareil cas, les contrats en cours continuent de s'exécuter.

Il résulte de cette situation que les personnes publiques semblent pouvoir lancer une procédure d'appel d'offres puis, sur la base de l'article 59 de l'actuel Code des marchés publics, « à tout moment décider de ne pas donner suite à l'appel d'offres pour des motifs d'intérêt général ». Si la mise en concurrence aboutit à une fourniture d'électricité à un prix supérieur au tarif réglementé, on peut estimer que l'intérêt général – tenant au cas particulier à une bonne gestion des deniers publics – pourrait justifier en effet de ne pas y donner suite. En pareil cas, chaque candidat devra être informé de la décision motivée de ne pas donner suite au marché, conformément aux dispositions de l'article 76, alinéa 2, du code précité.

En cas de mise en concurrence, celle-ci concernera les fournisseurs d'électricité (fournisseurs de blocs fermes ; responsable d'équilibre, chargé de la fourniture d'ajustement, c'est-à-dire de l'écart entre la consommation réelle constatée et le ou les blocs fermes). Le contrat passé, pour l'accès au réseau, avec le gestionnaire de celui-ci (GRT ou GRD) - si le choix est fait de ne pas inclure l'accès au réseau et l'acheminement dans le marché passé avec le fournisseur (choix possible uniquement pour les sites équipés d'un compteur à courbe de charge télérelevée ; contrat unique (incluant la fourniture et l'acheminement) a priori obligatoire pour les sites profilés) - échappera en revanche à l'obligation de mise en concurrence, la logique économique de monopole naturel conduisant à confirmer la validité juridique du monopole géographique attaché au réseau public desservant un territoire donné.

Les marchés publics de fourniture passés pour l'approvisionnement en électricité des collectivités éligibles pourront prendre la forme de marchés à bons de commande, sans minimum ni maximum, avec remise en compétition en cours de marché, d'une durée maximum de quatre ans, ou de marchés de droit commun. Dans tous les cas, le nouvel article 81 du code des marchés publics permet de ne pas indiquer précisément la quantité commandée dans le bon de commande ou dans le marché.

La massification de ces achats dans le cadre d'un établissement public de coopération compétent pour l'électricité pourrait augmenter les chances d'obtenir éventuellement des prix concurrentiels (même s'il convient de demeurer très prudent sur ce point, compte tenu de la logique prévisible de fonctionnement du marché de l'électricité), et décharger les services communaux de la gestion de procédures nouvelles, requérant une expertise assez spécialisée. Cette massification pourrait prendre la forme, alternativement ou cumulativement, de transferts (le plus souvent optionnels), à l'établissement public de coopération, des compétences communales afférentes à l'éclairage public, ainsi que de la constitution de groupements de commandes (régis par l'article 8 du code des marchés publics) dont la coordination serait assurée par l'établissement public de coopération.

Il importe que les établissements publics de coopération (tels que les syndicats d'électricité) qui seraient désireux de proposer ce type d'aide à leurs collectivités membres commencent à s'y préparer dès que possible, compte tenu de la longueur des délais nécessaires pour les éventuelles modifications statutaires, ainsi que pour la mise au point des marchés publics.

En toute hypothèse, une bonne connaissance des consommations électriques sera nécessaire à la mise en œuvre de ces nouvelles procédures. Le recueil des données correspondantes pourrait donc commencer avant même la préparation administrative et juridique de l'achat d'énergie électrique, et quels que soient les choix retenus pour celui-ci.

## **1. ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET CONCURRENCE**

Conformément à l'article 22 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, et au décret n° 2000-456 du 29 mai 2000 relatif à l'éligibilité des consommateurs d'électricité (modifié par le décret n° 2003-100 du 5 février 2003), est éligible tout consommateur final d'électricité dont la consommation d'électricité de l'année civile précédente sur un site est égale ou supérieure à 16 gigawatt-heures depuis 2000, et à 7 gigawatt-heures depuis le 8 février 2003. L'éligibilité est définie comme la possibilité pour le client de conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire d'un Etat membre de la communauté européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre Etat. L'éligibilité est également prévue d'office pour les producteurs autorisés autres que les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, les fournisseurs, les distributeurs non nationalisés en vue de l'approvisionnement effectif des clients éligibles et non éligibles situés dans leur zone de desserte (lorsque la consommation totale de ces clients est supérieure au seuil d'éligibilité), ainsi que les propriétaires ou les gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains électriquement interconnectés.

Le dépassement du seuil de consommation ainsi prévu est apprécié par site, le site étant défini par l'article 1<sup>er</sup> du décret du 29 mai 2000 précité comme l'établissement, identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements, tel que défini par le décret n° 73-314 du 14 mars 1973 (numéro SIRET).

La directive européenne 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité prévoit toutefois, en son article 21, que l'ensemble des consommateurs « non résidentiels » soient reconnus éligibles dès le 1<sup>er</sup> juillet 2004. Quoique certaines incertitudes affectent encore la définition des usagers non résidentiels ainsi visés, il semble désormais à peu près acquis qu'à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2004, les communes et les autres catégories de collectivités locales (départements, régions) soient reconnues éligibles.

### **1.1. L'IDENTIFICATION DES SITES CONCERNES PAR L'APPLICATION DU DROIT DE LA CONCURRENCE ET DES MARCHES PUBLICS :**

Conformément aux articles 21 de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché de l'électricité et 23 de la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, les états membres veillent à ce que les clients éligibles soient, à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004, au plus tard, tous les clients non résidentiels, ce qui inclut les collectivités territoriales.

Les définitions respectivement 12 et 28 des directives indiquent que les clients éligibles sont les clients libres d'acheter de l'électricité ou du gaz naturel au fournisseur de leur choix.

Dans le cas particulier des collectivités territoriales (et de leurs établissements publics), il convient de déterminer si cette liberté induit une véritable obligation juridique de mise en concurrence pour la fourniture (l'acheminement sur le réseau demeurant, lui, en dehors du champ de la concurrence, compte tenu de l'existence

légale d'un monopole), compte tenu des règles particulières applicables à l'achat public.

En réalité, il ne résulte d'aucune disposition, ni des directives européennes sur l'énergie ou sur les marchés publics, ni des lois ou règlements français (en particulier du nouveau code des marchés publics), ni de la jurisprudence du Conseil d'Etat que les achats des collectivités territoriales à des fins de consommation finale d'électricité ou de gaz naturel puissent échapper durablement à une obligation de mise en concurrence préalable, prévue par le droit de la commande publique

### **1.1.1. Directive relative aux marchés publics de fourniture.**

La directive européenne 93/36/CEE du 14 juin 1993 portant coordination des procédures de passation des marchés publics de fournitures indique, dans ses considérants, « qu'il importe de prévoir des cas exceptionnels dans lesquels les mesures de coordination des procédures de passation peuvent ne pas être appliquées, mais qu'il importe aussi de limiter ces cas expressément ». Conformément à son article 2, la directive ne s'applique pas aux achats effectués par les entités adjudicatrices opérant dans l'un des secteurs spéciaux, notamment « aux marchés que les entités adjudicatrices passent pour la fourniture d'énergie ou de combustibles destinés à la production d'énergie », ou « aux marchés passés à des fins de revente ou de location à des tiers, lorsque l'entité adjudicatrice ne dispose d'aucun droit spécial ou exclusif pour vendre ou louer l'objet ». Ces exceptions – justifiées par le fait que la nécessité économique dans laquelle se trouve un opérateur de réseau de préserver sa marge commerciale suffit à l'inciter à faire appel à la concurrence pour ses approvisionnements, sans qu'une obligation juridique ne soit de surcroît nécessaire - ont d'ores et déjà été prises en considération à l'article 83 du code des marchés publics français, selon lequel « l'achat de combustibles destinés à la production d'énergie, ou d'énergie, par des personnes publiques exerçant une activité mentionnée au 1 de l'article 82... ne sont soumis à aucune des dispositions du présent code ». Ce régime dérogatoire concerne, en pratique, les achats d'énergie à des fins de revente par les entités adjudicatrices que sont les régies d'électricité ou de gaz, et nullement les achats d'énergie à des fins de consommation finale par les pouvoirs adjudicateurs de droit commun. Il est à noter ici que, selon un courrier de la Direction des affaires juridiques du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, l'exploitation des réseaux d'éclairage public n'entre pas dans la définition des activités des opérateurs de réseaux, telles que visées à l'article 82 du code des marchés publics précité. Les marchés publics afférents à l'éclairage public devront donc être passés conformément aux règles de droit commun.

Les autres exceptions prévues par l'article 2 ou par l'article 3 de la directive 93/36/CE (marchés secrets ou liés à la sécurité de l'Etat, ou passés en vertu d'accords internationaux) ne concernent pas les achats d'électricité ou de gaz naturel.

Il est donc nécessaire d'appliquer strictement l'article 3 de la directive selon lequel « la présente directive s'applique à tous les produits visés à l'article 1<sup>er</sup> point a) », qui ne comprend lui-même aucune exception. Notons en particulier que tous les achats de combustibles (autres que le gaz naturel) liquides ou solides par les collectivités locales (fuel, gaz de pétrole, charbon...) sont traditionnellement effectués dans le cadre du code des marchés publics.

### **1.1.2. Directives sur l'électricité et sur le gaz**

Les directives sur l'électricité et sur le gaz ne comportent aucune indication sur la façon de les mettre en œuvre par rapport aux directives sur les marchés publics de fourniture, dès lors que les pouvoirs adjudicateurs figurent parmi les clients éligibles.

### **1.1.3. Lois sur l'électricité et sur le gaz**

Conformément au troisième alinéa du I de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, et à l'article 4 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, lorsqu'un client éligible n'exerce pas ses droits, il conserve le contrat en vigueur à la date à laquelle il devient éligible, avec application, aux clauses tarifaires de ce contrat, des évolutions applicables aux tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, ce droit étant toutefois mis en œuvre, expressément, sans préjudice des stipulations du contrat relatives à son terme ou, pour l'électricité, à sa résiliation. Il en résulte que, postérieurement au terme du contrat, aucune garantie n'est en réalité donnée par la loi en ce qui concerne le maintien des stipulations tarifaires initiales simplement corrigées des variations applicables aux contrats administrés intégrés. Les stipulations tarifaires constituant des conditions substantielles du contrat, il peut en être conclu qu'au terme du contrat, un nouvel accord de volonté doit se nouer expressément entre les parties contractantes afin de déterminer les conditions tarifaires dans lesquelles l'exécution de la fourniture pourra se poursuivre. Il y a donc, postérieurement au terme, un nouveau contrat, dont l'existence ne saurait être contestée sur la base de la présence éventuelle de clauses de tacite reconduction dans l'ancien contrat, le Conseil d'Etat considérant, de façon constante, que « le contrat résultant de l'application d'une clause de tacite reconduction a le caractère d'un nouveau contrat » (Conseil d'Etat, 29 novembre 2000, Commune de Paita).

La faculté de renoncer à l'éligibilité ne peut donc être considérée, sur un plan général, comme le droit à durée indéterminée de continuer à s'approvisionner, à des conditions inchangées (sous réserve de l'indexation dans les conditions des contrats administrés), auprès du fournisseur historique, mais comme le droit, d'essence temporaire, de bénéficier de l'exécution des contrats en cours d'exécution à la date d'éligibilité jusqu'au terme ou à la résiliation de ceux-ci.

### **1.1.4. Jurisprudence du Conseil d'Etat**

Le Conseil d'Etat a expressément admis que le droit de la concurrence, tel qu'il est issu notamment de l'article L 410-1 du code de commerce, est opposable aux décisions de contracter des personnes publiques (Conseil d'Etat, 3 novembre 1997, Société Million et Marais). De même, le Conseil d'Etat reconnaît que les principes du droit de la concurrence issus des directives européennes sur les marchés publics sont opposables au code des marchés publics lui-même, lorsque celui-ci autorise des exceptions à l'obligation de mise en concurrence préalable en méconnaissance des directives sur les marchés publics (Conseil d'Etat, 5 mars 2003, Union nationale des services publics industriels et commerciaux). Dans son avis du 29 juillet 2002, Société MAJ Blanchisserie de Pantin, le Conseil d'Etat a rappelé que sont opposables à l'ensemble des marchés publics, y compris les achats sans formalités

préalables, les « principes généraux ... selon lesquels les marchés publics respectent les principes de liberté d'accès à la commande publique, d'égalité de traitement des candidats et de transparence des procédures ».

Ces obligations de mise en concurrence font notamment obstacle à l'application de clauses de tacite reconduction pour des achats relevant désormais du code des marchés publics. La jurisprudence du Conseil d'Etat (cf. par exemple l'arrêt du 29 novembre 2000, Commune de Paita, précité) considère en effet qu'une « clause de tacite reconduction d'un contrat qui, en raison de sa nature et de son montant, ne peut être passé qu'après que les obligations de publicité et de mise en concurrence prévues par la réglementation applicable ont été respectées, a pour objet de permettre la passation d'un nouveau contrat sans que soient respectées de telles obligations », et qu'elle est donc nulle, « de sorte qu'un contrat passé en application de cette clause, qui a été conclu selon une procédure irrégulière, est également nul ».

#### **1.1.5. Nouveau code des marchés publics**

Dans la version résultant du décret n° 2004-15 du 7 janvier 2004, l'article 81 du nouveau code des marchés publics prévoit des règles particulières pour l'achat d'énergies non stockables, telles que l'électricité ou le gaz naturel de réseau, dont l'existence même atteste de la pleine soumission de ces achats au droit de la commande publique, confirmée par l'indication du paragraphe 6.3 de la circulaire du 8 janvier 2004 portant manuel d'application qui précise que, pour les marchés d'électricité et de gaz, « une mise en concurrence est obligatoire à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004 ».

Cela étant, le législateur en a disposé autrement puisque, à son article 30, la loi n°2004-803 du 9 août 2004, relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, considère que les dispositions actuelles du Code des marchés publics n'imposent pas à l'Etat et à ses établissements, aux collectivités territoriales et à leurs établissements publics d'exercer les droits attachés à l'éligibilité.

#### **1.1.6. Estimation de la date à laquelle les collectivités et établissements publics devront avoir procédé à une mise en concurrence.**

Les contrats de vente d'électricité en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et ne faisant pas l'objet d'un contrat spécifique (contrats bleus) sont conclus pour une durée d'un an (conditions générales de vente). Ils sont actuellement renouvelés tacitement par périodes d'un an jusqu'à résiliation par l'une des parties. Le client peut toutefois résilier le contrat à tout moment, au-delà de la période d'un an.

Les contrats jaunes d'électricité ont également une durée d'un an. La durée normale des contrats verts (moins nombreux que les précédents) est, pour la première période d'exécution suivant la souscription du contrat, de trois ans, le client ayant toutefois la possibilité de s'engager pour une durée de six ans. Les contrats verts sont ensuite reconduits tacitement par périodes d'un an.

Il en résulte que, le plus souvent, le terme du contrat surviendra au plus tard un an après le 1<sup>er</sup> juillet 2004 (pour les contrats d'un an ayant été conclus le 30 juin 2004). Pour les contrats bleus ou jaunes correspondant à des consommations peu élevées d'électricité par point de livraison (les plus nombreux dans les collectivités

locales), ainsi que pour les contrats verts reconduits, en faisant par approximation l'hypothèse d'une équirépartition dans le temps des dates de conclusion des contrats, la durée résiduelle moyenne des contrats en cours d'exécution sera donc de six mois au 1<sup>er</sup> juillet 2004.

En d'autres termes, les collectivités disposeront en moyenne, pour la majorité de leurs contrats d'électricité, d'un délai de 6 mois après le 1<sup>er</sup> juillet 2004 si, nonobstant l'article du 30 de la loi du 9 août 2004 précitée ainsi que l'avis du Conseil d'État en date du 8 juillet 2004, elles décident de procéder aux opérations de mise en concurrence préalables à la désignation de nouveaux fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel.

## **1.2 VERS L'EXTINCTION DE LA PROCEDURE DE « DECLARATION D'ELIGIBILITE » ? :**

Par ailleurs, en l'état actuel (janvier 2004) de la réglementation, un consommateur éligible ne peut mettre effectivement en œuvre son éligibilité que s'il s'est acquitté d'une formalité de déclaration préalable auprès du ministre chargé de l'énergie (imprimé Cerfa n°11749\*01), une copie de cette déclaration devant être adressée au gestionnaire du réseau public de transport ou de distribution auquel le site est raccordé. L'éligibilité est acquise pour 3 ans. Passé cette durée, il incombe aux clients éligibles de renouveler leur déclaration avant le 15 janvier de la quatrième année suivant la première déclaration. La Commission de régulation de l'Énergie indique toutefois qu'en pratique «cette formalité pourrait devenir inutile avec l'abaissement du seuil d'éligibilité à tous les professionnels en 2004 ». L'inutilité de la procédure de déclaration préalable d'éligibilité – qui pouvait faire office d'appel public à la concurrence dans les conditions initiales d'ouverture du marché – sera d'autant plus évidente dans le cas particulier des collectivités locales, que l'application du code des marchés publics aux achats d'électricité emportera elle-même une obligation de publicité selon les règles fixées par le code (cf. infra, § 1.2.).

## **2. ECONOMIE GENERALE DES CONTRATS D'ACHAT D'ENERGIE ELECTRIQUE PAR DES CLIENTS FINALS ELIGIBLES :**

### **2.1 SYNOPTIQUE DES CONTRATS A PASSER POUR L'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE :**

En dehors des formalités à accomplir pour le raccordement physique au réseau lorsque celui-ci est à réaliser, un client éligible doit passer en théorie deux types de contrats pour son approvisionnement en énergie électrique :

- un contrat d'accès au réseau (selon la tension de raccordement de l'utilisateur, réseau de transport ou réseau de distribution) : ce contrat est en tant que tel en dehors du champ de l'obligation de mise en concurrence, puisque le gestionnaire du réseau de transport ou du réseau de distribution concerné bénéficie d'un monopole géographique ; il en va de même de l'éventuelle fourniture de secours, dont l'article 2 de la loi du 10 février 2000 réserve le monopole à EDF et aux distributeurs non nationalisés visés à l'article 23 de la loi du 8 avril 1946. Lorsque l'électricité doit être importée d'un pays étranger, il est également nécessaire de signer avec RTE un accord de participation aux règles d'accès au Réseau Public de Transport français pour des importations et des exportations (ou de signer un contrat spécifique pour les importations en provenance d'Angleterre, d'Italie ou de Belgique).
- un (ou des) contrat(s) d'achat d'électricité passé avec le (ou les) fournisseur(s) d'énergie librement choisi(s), élaboré(s) à partir d'une courbe de charge (séquence des puissances électriques successivement appelées pour un point de livraison ou un ensemble de points de livraison déterminé(s), au cours d'une période de temps donnée) de référence. Un de ces contrats, assurant la couverture de la consommation ajustée, doit être passé avec le responsable d'équilibre ou avec RTE.

Le dispositif des responsables d'équilibre correspond aux modalités actuelles d'ajustement des écarts entre les quantités d'énergie achetées et les quantités d'énergie réellement consommées. Le responsable d'équilibre est l'acteur du marché qui s'engage par contrat auprès du réseau de transport d'électricité (RTE), chargé de l'équilibrage global du système électrique, sur la compensation financière des déficits ou des excédents d'électricité résultant de l'ajustement entre l'injection et le soutirage d'énergie dans son périmètre, c'est-à-dire sur l'ensemble des sites de consommation et de production qui ont choisi de se rattacher à ce responsable (chaque site éligible devant être rattaché à un et un seul responsable d'équilibre ; dans le cas théorique d'impossibilité de trouver un responsable d'équilibre, le site éligible est alors son propre responsable d'équilibre, c'est-à-dire qu'il contracte directement avec RTE pour le règlement des écarts). Le responsable d'équilibre assure ainsi un premier niveau de mutualisation dans son périmètre, compte tenu du foisonnement des écarts (déficits ou excédents) constatés au niveau des sites qui lui sont rattachés. La création de cette fonction permet de fluidifier le marché, en permettant de réduire les coûts de gestion des écarts, puisqu'au lieu de devoir conclure un contrat pour la compensation financière des écarts avec chaque fournisseur et chaque client éligible, le RTE conclut un seul accord à un niveau plus global avec le responsable d'équilibre. Il est par ailleurs à noter que seuls les opérateurs ayant souscrit un contrat de responsable d'équilibre avec RTE sont habilités à intervenir sur la Bourse de l'électricité (Powernext).

En pratique, le responsable d'équilibre est le plus souvent le fournisseur ou l'un des fournisseurs du client éligible, et il gère alors la consommation du client dans le cadre d'une fourniture globale comprenant le bloc et les écarts (cf. point 2.3 ci-dessous).

Il est à noter que le client a la possibilité de demander à son fournisseur (lorsqu'il n'y a qu'un seul fournisseur) de se charger de la relation avec le gestionnaire du réseau de distribution (GRD). Le contrat unique passé alors entre le client et son fournisseur, qui intègre tant la fourniture que l'acheminement de l'électricité, concernera probablement en priorité les petits et moyens consommateurs équipés de simples compteurs à index mesurant seulement les cumuls d'énergie (et non la répartition dans le temps de la consommation d'énergie) (cf. § 2.3 ci après). Dans cette hypothèse, le fournisseur passe lui-même avec le gestionnaire du réseau de distribution un contrat régissant les modalités d'utilisation du réseau par le client, ainsi que les missions dévolues à ce titre au fournisseur qui s'entremet.

Les contrats relatifs à l'utilisation des réseaux de distribution (contrat CARD et contrat GRD – fournisseur) devront en tout état de cause respecter les dispositions des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité (ou, le cas échéant, des règlements de services des régies de distribution).

## **2.2 LE CONTRAT D'ACCES AU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE (« CARD ») :**

On trouvera ci-après quelques indications sur le contenu du contrat d'accès au réseau de distribution d'électricité. Les consommateurs éligibles raccordés au réseau de transport doivent signer un contrat d'accès équivalent avec RTE. Le cadre contractuel de l'accès au réseau de distribution d'électricité a été récemment modifié ; le modèle de nouveau contrat «CARD », actuellement conçu par EDF (en concertation avec la CRE) pour les usagers raccordés en moyenne tension, est applicable depuis la date d'entrée en vigueur du nouveau tarif d'utilisation des réseaux, soit depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2002 (décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002).

La portée juridique de ce modèle de contrat CARD est actuellement incertaine. Ce modèle ne pourra en effet bénéficier d'une valeur réglementaire, s'imposant aux consommateurs désireux d'utiliser un réseau de distribution, que lorsqu'il aura été annexé aux cahiers des charges des contrats de concession de distribution publique d'électricité (ou aux règlements de service des régies).

### **2.2.1. Structure du modèle de contrat :**

Les conditions générales du contrat comprennent les chapitres suivants :

- objet et périmètre contractuel
- conditions de raccordement au réseau public de distribution
- comptage
- puissance souscrite
- continuité et qualité
- déclaration des acteurs de la fourniture
- prix
- conditions de facturation et de paiement
- responsabilité

- exécution du contrat
- définitions (notamment qualité : définition, mesures et information)

### **2.2.2. Stipulations tarifaires (chapitre 7):**

#### *2.2.2.1. Principes généraux*

Conformément au décret du 19 juillet 2002 précité, le modèle de contrat CARD rappelle tout d'abord les diverses composantes du tarif d'utilisation du réseau (qui pour l'électricité, est de type « timbre-poste », indépendant de la distance) :

- fonction de la puissance souscrite
- fonction de l'énergie soutirée
- fonction des prestations de comptage

ainsi que, le cas échéant :

- fonction de la multiplicité des points de livraison
- dépassements de puissance souscrite
- dépassements ponctuels de puissance non garantis
- fourniture d'énergie réactive consommée.

Par ailleurs diverses prestations peuvent donner lieu à des paiements complémentaires :

- prestations complémentaires de comptage
- alimentations autres que l'alimentation principale (alimentations de secours-substitution, alimentations supplémentaires)
- redevance annuelle au titre d'engagements personnalisés en matière de qualité et de continuité.

Les articles 7.1.4.2. et 9.1.1.1.2 des conditions générales font également référence à l'abattement forfaitaire dû par le Distributeur en application de l'article 6 du décret n° 2000-365 du 26 avril 2001 (abattement de 2 % sur le montant annuel dû au titre de la composante fonction de la puissance souscrite, par période de six heures), en prévoyant que cet abattement s'imputerait sur le montant de la réparation qui serait éventuellement accordée par le distributeur en cas de dommages subis par le client du fait des coupures ou défauts dans le qualité de fourniture.

#### *2.2.2.2. Tarifs applicables aux livraisons en moyenne tension*

Le modèle de contrat décrit ensuite les différents tarifs annuels possibles :

- 1) tarif sans différenciation temporelle, égal à la somme des termes a1, (a2 x puissance souscrite) et (b.t<sup>c</sup>.puissance souscrite), où :
  - o a1 représente les frais de gestion ;
  - o a2 x puissance souscrite représente la participation annuelle du client aux coûts fixes annuels du distributeur ;
  - o b.t<sup>c</sup>. puissance souscrite représente la composante annuelle fonction de l'énergie soutirée.

- 2) tarifs à différenciation temporelle à 5 ou 8 classes : la composante fonction de l'énergie soutirée est de la forme
- $$\sum_{i=1}^n d_i E_i,$$
- avec  $n = 5$  ou  $n = 8$ , où  $E_i$  est l'énergie soutirée en kWh pendant la  $i$ ème classe temporelle.

Les classes temporelles correspondent aux heures de pointe, aux heures pleines et aux heures creuses, réparties entre l'hiver et l'été.

Le modèle de contrat précise que si le site est alimenté par plusieurs points de livraison raccordés au même niveau de tension (cas de nombreux réseaux d'éclairage public), le client peut bénéficier d'un regroupement tarifaire pour ce site, conformément à la section 3 du chapitre II de l'annexe du décret du 19 juillet 2002 précité. Dans ce cas, la facturation est établie sur la base d'un des points de raccordement et de la courbe de consommation résultant de la superposition des courbes de consommation des différents points de raccordement. Ce regroupement tarifaire donne lieu en tout état de cause au paiement d'une redevance de regroupement correspondant à la tarification du réseau électrique existant permettant physiquement ce regroupement ; elle est fonction de la longueur des ouvrages entre chaque point de raccordement et le point de raccordement permettant le regroupement, à partir d'un barème fixé par le décret du 19 juillet 2002.

#### 2.2.2.3. Tarifs applicables aux livraisons en basse tension

Compte tenu du niveau actuel (janvier 2004) du seuil d'éligibilité, le modèle de contrat CARDE ne concerne pas encore les utilisateurs raccordés en basse tension. Rappelons toutefois que le décret du 19 juillet 2002 précité prévoit, en ce qui concerne ces utilisateurs, que jusqu'à 36 kVA de puissance souscrite, la facture annuelle est égale, pour la formule de base, à la somme de l'abonnement, dont le montant dépend de la puissance souscrite, et de la part « énergie » dépendant de la quantité d'énergie soutirée sur le réseau, une formule avec différenciation temporelle (heures pleines/heures creuses) étant possible pour les souscriptions de puissance supérieures ou égales à 6 kVA.

La formule de base peut toutefois être remplacée par une formule « longue utilisation » comprenant un coût d'abonnement (fonction de la puissance souscrite) plus élevé, mais bénéficiant en contrepartie d'un prix du kWh attractif.

Au dessus de 36 kVA, l'utilisateur a le choix entre la formule tarifaire « longue utilisation » et la formule tarifaire « moyenne utilisation ». La facturation de la part « énergie » fait l'objet d'une horosaisonnalité (heures de pointe, heures pleines et heures creuses d'hiver ; heures pleines et heures creuses d'été).

Il est à noter que le décret ne prévoit pas actuellement la possibilité de regroupement tarifaire en cas de pluralité de points de livraison pour les fournitures en basse tension.

### **2.2.3. Autres stipulations (non exhaustif)**

#### *2.2.3.1. Conditions de facturation et de paiement*

Le contrat prévoit que la composante « participation aux coûts fixes du distributeur » (fonction de la puissance) est facturée par douzième en début de mois. La composante fonction de l'énergie soutirée est facturée au début du mois n+1 pour la consommation du mois n.

Il est à noter que le contrat (article 8.2.4.) prévoit la faculté, pour l'utilisateur du réseau de distribution, de déléguer un tiers (en pratique, son fournisseur ou l'un de ses fournisseurs) pour le paiement des sommes dues au GRD au titre du contrat CARD. En cas de pluralité de fournisseurs, il ne peut toutefois déléguer l'un de ces fournisseurs qu'avec l'accord exprès des autres. Cette délégation n'emporte pas novation, l'utilisateur du réseau demeurant solidairement et indéfiniment tenu vis-à-vis du GRD des débits correspondants de ce délégué.

Cette possibilité préfigure celle du contrat unique, que l'article 23 de la loi du 10 février 2000 modifiée autorise à un consommateur éligible à passer avec son fournisseur (lorsque celui-ci est unique), en chargeant alors celui-ci de la relation avec le gestionnaire de réseau. Dans sa communication du 24 décembre 2003 sur le Groupe de travail Electricité 2004 (GTE 2004) et sur l'ouverture du marché électrique du 1<sup>er</sup> juillet 2004, la Commission de régulation de l'énergie précise que la mise en œuvre de ce dispositif « suppose, d'une part, un contrat entre le gestionnaire de réseau et le fournisseur (contrat GRD-F), d'autre part, un contrat entre le fournisseur et le client (« contrat unique ») qui contienne, comme le premier, des clauses relatives à l'accès du client au réseau ». Si la communication de la CRE s'abstient de qualifier de mandat la mission de gestion de la relation au GRD confiée au fournisseur par son client, il n'en demeure pas moins que l'entremise du fournisseur ne semble pas faire totalement écran entre le GRD et le consommateur, puisque, ainsi que l'indique la CRE, « des relations de nature contractuelle demeureront entre le GRD et un client ayant opté pour le régime du « contrat unique », la loi ayant seulement, pour des raisons de simplicité, dispensé le client de signer lui-même le contrat d'accès au réseau. Tel est le cas, en particulier, pour l'établissement ou la modification du raccordement, l'accès au comptage, le dépannage ou encore toute question concernant la qualité et la continuité de l'alimentation ». Le fournisseur devra d'ailleurs « clairement indiquer sur sa facture le numéro de téléphone du gestionnaire de réseau à appeler en cas d'urgence ».

Le dispositif de « contrat unique » ainsi prévu n'est donc pas exempt d'ambiguïté sur la qualification juridique de la mission dévolue au fournisseur. On reviendra, au cours des développements ci-après, sur les enjeux de cette qualification juridique du point de vue de la mise en œuvre de la réglementation des marchés publics (cf. infra, § 3.1.2, page 22).

#### *2.2.3.2. Continuité et qualité*

On mentionnera simplement pour mémoire que le contrat distingue l'engagement standard du distributeur en matière de continuité et de qualité hors travaux, et un éventuel engagement personnalisé subordonné au règlement, par l'utilisateur du réseau, d'une redevance spécifique.

### 2.2.3.3. Secours

Le modèle de contrat CARD traite du secours dans le cadre de la définition des frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement des alimentations de secours-substitution, c'est-à-dire du secours afférent aux prestations d'acheminement, par distinction avec la fourniture de secours. En revanche, rien ne semble pour le moment explicitement prévu en ce qui concerne la mission de fourniture de secours, au sens de l'article 2 – III – 2° de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 qui vise la « fourniture d'électricité de secours aux producteurs ou aux clients éligibles raccordés aux réseaux publics, lorsqu'ils en font la demande. Cette fourniture de secours vise exclusivement à pallier des défaillances imprévues de fourniture et n'a pas pour objet de compléter une offre de fourniture partielle. [...] Electricité de France ainsi que, dans le cadre de leur objet légal et dans leur zone de desserte exclusive, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 assurent cette mission, sous réserve pour les distributeurs non nationalisés de disposer des capacités de production nécessaires, en concluant des contrats de secours dont les conditions financières garantissent la couverture de la totalité des coûts qu'ils supportent ». Le rôle ici dévolu à EDF et aux DNN ne semble pas indissolublement lié à leur fonction de gestionnaires de réseau, puisque les DNN ne sont appelés à intervenir pour la fourniture de secours que s'ils disposent de capacités de production.

Toutefois, en l'absence de dispositif explicite pour la mise en œuvre de cette fourniture, la fonction « secours » est actuellement en quelque sorte assurée, pour des pas de temps limités, par le GRT qui en mobilise le financement dans le cadre du mécanisme du responsable d'équilibre. Il ne semble pas, cependant, que l'ajustement des écarts production/consommation puisse valoir fourniture de secours au-delà d'une durée infrajournalière.

Il conviendra en conséquence de vérifier que la fourniture de secours par le gestionnaire de réseau est bien prise en compte, soit dans une annexe au contrat CARD lui-même, soit dans un autre contrat spécifique passé avec le GRD.

### 2.2.3.4. Déclarations des acteurs de la fourniture

Le client consommateur doit informer le GRD de l'identité de son (ou ses) fournisseur(s) d'énergie électrique. Le gestionnaire du réseau de distribution doit quant à lui tenir RTE informé d'une part, de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées, et d'autre part des fournitures fermes échangées entre périmètres, de façon à permettre à RTE de calculer (sur chaque intervalle demi-horaire d'une journée écoulée) les écarts injection-soutirage afférents à chaque périmètre, et de déterminer ainsi, sur le plan financier, le solde net (calculé pour chaque mois écoulé) créditeur ou débiteur de chaque responsable d'équilibre. Le GRD doit également communiquer au responsable d'équilibre au périmètre duquel l'utilisateur a choisi de se rattacher la consommation ajustée du client, c'est-à-dire la différence entre la consommation soutirée et les fournitures fermes, ou bloc (quantité d'énergie déclarée par un utilisateur, correspondant à un programme de puissances prédéterminées par pas horaire ou demi-horaire et rattachée comme injection ou soutirage au périmètre d'un responsable d'équilibre), de façon à permettre au responsable d'équilibre de facturer le cas échéant cette consommation ajustée au site de consommation concerné.

## 2.3. LES CONTRATS DE FOURNITURE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

### 2.3.1 Principes généraux

#### 2.3.1.1. Typologie des produits vendus.

La consommation d'énergie électrique en un point de livraison varie généralement dans le temps. Il est ainsi possible de déterminer, par pas de temps de durée spécifiée (par exemple dix minutes, une demi-heure) la consommation d'électricité correspondante (en kWh) ou la puissance moyenne appelée durant cet intervalle de temps : c'est la « courbe de charge ».

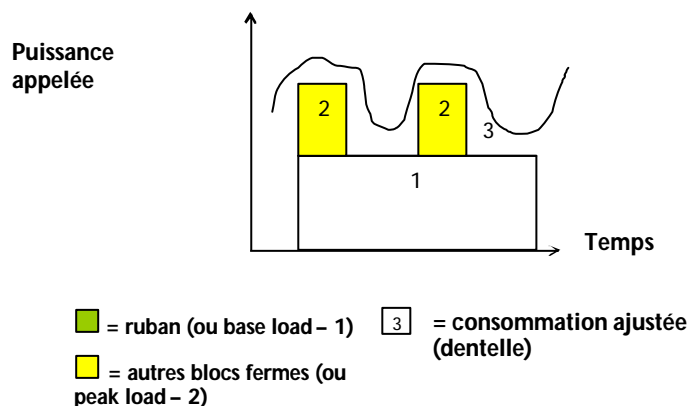
Il est alors possible de distinguer, dans la répartition temporelle de la consommation électrique d'un site telle qu'elle est décrite par la courbe de charge, plusieurs composantes :

- la composante correspondant au minimum de puissance continûment appelé au cours de la période : c'est le « ruban », encore désigné « base load » ;
- les composantes correspondant aux pointes non aléatoires d'appels de puissance : c'est le « peak load ».

« Base load » et « Peak load » sont globalement désignés sous l'appellation de « blocs » ou de « fournitures fermes » car ils correspondent en principe à la partie non aléatoire de la consommation électrique.

- la différence entre la consommation réellement observée et les blocs fermes (base load et peak load) correspond à la fraction aléatoire de la consommation. Elle est désignée sous l'appellation de « consommation ajustée », ou encore, parfois, de « dentelle »

### Les différents « produits électricité »



Ces différentes composantes (baseload, peakload, dentelle) peuvent faire l'objet de contrats de fourniture distincts (en particulier des blocs fermes peuvent être fournis indépendamment de la dentelle) ou être globalisées dans un seul contrat passé avec un fournisseur unique.

### *2.3.1.2. Principes généraux de tarification*

En matière de structure tarifaire, de très nombreuses options sont concevables pour la fourniture et ont pu être observées dans les contrats effectivement passés :

- prix fixé en fonction seulement de l'énergie effectivement consommée (MWh ou kWh), ou distinction entre une prime fixe (abonnement) et une composante « énergie » ;
- prix correspondant à un tunnel de tolérance pour la puissance appelée, assorti de pénalités en cas de dépassement ou de déficit par rapport aux seuils haut et bas du tunnel ;
- variations tarifaires horosaisonnnières ou non ; distinction ou non des prix de base, de pointe et de dentelle ;
- prix différencié en fonction de l'origine de l'électricité achetée (le point 6 de l'article 3 de la directive du 26 juin 2003 précitée prévoit que les fournisseurs d'électricité spécifient au niveau des factures et des documents promotionnels envoyés aux clients finals la contribution de chaque source d'énergie à la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée).

En principe, les offres concurrentes se construisent à partir d'informations communiquées par le client sur l'historique de sa courbe de charge lorsque le site de consommation concerné est équipé d'un compteur à courbe de charge télérelevée (pour les sites équipés de simples compteurs à index, cf. § 2.3.2 ci-après). Celle-ci permet de prédéterminer (« ex ante ») un programme de puissances par pas horaire ou demi-horaire, et de fixer par déduction les blocs fermes d'énergie à acheter, pour une période de temps déterminée, auprès du ou des fournisseurs retenus. Le responsable d'équilibre – qui peut être le fournisseur lui-même – fournira alors l'énergie correspondant à la différence entre la consommation réellement soutirée et l'énergie fournie dans le cadre du ou des bloc(s) ferme(s). En cas de pluralité de fournisseurs (l'un de ces fournisseurs assurant la fonction de responsable d'équilibre), le fournisseur responsable d'équilibre ne reçoit du gestionnaire de réseau que la courbe de consommation ajustée du site, c'est-à-dire sa consommation physique diminuée des blocs achetés à d'autres fournisseurs, de façon à ce que la confidentialité sur ces achats soit préservée vis-à-vis du responsable d'équilibre.

Lorsque le responsable d'équilibre est par ailleurs choisi comme fournisseur de bloc, les deux prestations (bloc ferme et consommation ajustée) peuvent être traitées dans le cadre d'un seul contrat. Dans ce cas, deux grandes options de tarification paraissent concevables :

- lorsque la courbe de charge est relativement plate et la consommation facilement prévisible, avec peu de variations aléatoires, il est en règle générale possible de pratiquer un système de prix forfaitaire indépendant de la consommation réelle, le fournisseur assumant alors le risque dans le cadre de ce prix forfaitaire. Dans le cas particulier des marchés publics d'électricité, il sera toutefois nécessaire de vérifier la compatibilité d'une telle approche

avec la rédaction du nouvel article 81 du code des marchés publics, relatif à l'acquisition d'énergies non stockables, qui ne vise que la notion de prix unitaire.

- en revanche, si le profil de consommation présente des fluctuations importantes et aléatoires, il est probable que le contrat distinguera :
  - o un prix du kWh de bloc ferme ;
  - o un prix du kWh de crête, plus élevé.

Dans ce dernier cas, ainsi que cela a été signalé au point 2.2.3.3. ci-dessus, il sera en principe nécessaire de déterminer « ex post » la consommation réelle d'énergie du client par pas horaire ou demi-horaire de façon à ce que RTE puisse déterminer la valeur de l'écart imputable au responsable d'équilibre, et à permettre à celui-ci de procéder le cas échéant à la facturation de la consommation ajustée.

### **2.3.2. Typologie technico-économique des sites éligibles :**

#### *2.3.2.1. La problématique générale du comptage et du profilage*

La nécessité de calculer pour chaque client éligible la valeur de sa consommation ajustée (consommation totale moins blocs fermes) par intervalle de temps conduit à trois types de situations, en fonction du mode de comptage de l'installation :

- sites à consommation mesurée en temps réel : il s'agit actuellement des sites en tarif vert, dont la consommation dépasse 1 GWh (22 000 en France), équipés de compteurs électroniques enregistrant la puissance moyenne durant 10 minutes. Pour ces sites, la mise en œuvre technique de l'éligibilité est possible directement, sans difficulté particulière, puisqu'il est possible de déterminer la valeur réelle de la consommation ajustée par différence immédiate entre la consommation totale sur un pas de temps déterminé (par exemple 10 minutes) et la valeur du ou des blocs fermes fournis sur le même intervalle de temps.
- Sites dont seul le cumul d'énergie est mesuré et dont la courbe de charge ne peut être a priori simulée ou reconstituée avec précision : il s'agit des sites aux tarifs bleu ou jaune non équipés de compteurs électroniques (bâtiments communaux...). Le coût de la mise en place systématique de compteurs électroniques risquant d'être prohibitif, l'application future de l'éligibilité pour ces sites suppose la détermination de profils standards de courbes de charge par groupes homogènes de clients, profils qui serviront au calcul des écarts demi-horaires imputés à chaque responsable d'équilibre.
- Il devrait être en théorie également possible de distinguer les sites à consommation non mesurée en temps réel (seul le cumul d'énergie sur la période est mesuré) mais dont la répartition dans le temps est néanmoins susceptible d'être simulée ou reconstituée par le calcul, tels que la plupart des installations d'éclairage public, dont les points d'alimentation ne sont pas équipés de compteurs 10 minutes (ni même, dans certains cas, de compteurs simples). La courbe de charge pourrait dans ce cas être reconstituée en tenant compte, d'une part des heures d'allumage et d'extinction des lampes, d'autre part de la configuration du réseau et de la puissance des lampes. En réalité, les travaux actuels sur le profilage ne semblent pas faire un cas particulier de ces cas de figure, et les traiter dans le cadre général du profilage évoqué ci-dessus.

### *2.3.2.2. Travaux du groupe de travail « Electricité 2004 » (GTE 2004) de la Commission de régulation de l'énergie.*

Un « groupe de travail Electricité 2004 » (GTE 2004) a été mis en place par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour proposer diverses règles applicables au fonctionnement du nouveau marché de l'électricité. Il est à noter toutefois que ces règles ne pourront acquérir une véritable valeur juridique que lorsqu'elles auront été validées dans des textes réglementaires, notamment les dispositions réglementaires des cahiers des charges des concessions de distribution (ou des règlements de service des régies), pour ce qui concerne les modèles de contrats CARD et GRD – fournisseur.

Dans sa communication du 24 décembre 2003 sur le GTE 2004, la CRE indique qu'un « système national de profilage sera mis en place par les gestionnaires de réseau, afin d'estimer les consommations des clients qui sont équipés de compteurs à index et de les allouer aux fournisseurs concernés.[...] La CRE prend acte de ce que les premiers profils, utilisables au 1<sup>er</sup> juillet 2004, seront proposés par le GRD EDF, suivant des critères techniques objectifs définis dans la délibération de la CRE du 3 juillet 2003 » : fixation du seuil de puissance en dessous duquel les clients seront traités par profilage à 250 kW ; définition des différentes catégories de profils à partir de critères objectifs issus des données de comptage dont disposent les gestionnaires de réseau ; possibilité, pour tout client qui le désire, de disposer d'un système de comptage permettant d'enregistrer sa courbe de charge, moyennant le paiement d'un coût supplémentaire de mise en œuvre d'un tel système.

Sur la base de l'état d'avancement actuel (janvier 2004) des travaux du GTE 2004 de la CRE, les principales orientations retenues pour la mise en œuvre du profilage au 1<sup>er</sup> juillet 2004 seraient les suivantes :

- un profil type est défini comme un ensemble de coefficients multiplicatifs de valeurs réduites, représentatifs des variations de la consommation dans le temps. On distinguera des coefficients répartissant la consommation annuelle par semaine dans l'année ; par jour de la semaine ; et par demi-heure du « jour » (de vingt-quatre heures, soit 48 coefficients demi-horaires par vingt-quatre heures), le coefficient demi-horaire correspondant à une demi-heure déterminée d'un jour et d'une semaine eux-mêmes déterminés dans l'année étant alors égal au produit des trois coefficients (semaine, jour, demi-heure) concernés (il y aura donc  $48 \times 365 = 17520$  valeurs de coefficients demi-horaires par an). Le profil ainsi obtenu pourra être de plus adapté par la prise en compte d'un gradient de température, établi en fonction des prévisions météo.
- 15 profils seront définis ;
  - o 4 pour les bleus résidentiels (base, double tarif, tempo et EJP) ;
  - o 4 pour les bleus professionnels (idem)
  - o 2 pour les jaunes (base et EJP)
  - o 4 pour les verts (A5 base, A5 EJP, A8 base, A8 EJP)
  - o 1 pour l'éclairage public.

- Chaque profil sera découpé en sous-profil correspondant aux différents postes tarifaires du profil (probablement 54 sous-profil au total).
- Les nouveaux clients éligibles se verront affecter le profil correspondant au comptage nécessaire à la tarification choisie pour l'utilisation des réseaux.
- L'objectif du profilage étant au final la détermination des écarts entre consommations réelles et consommations prévisionnelles afférents à chaque responsable d'équilibre vis-à-vis du RTE, le calcul de ces écarts sera décomposé en deux phases :
  - o Dans un premier temps, les profils théoriques des clients « profilés » seront agrégés, le profil théorique issu de cette agrégation étant rapproché de la courbe de charge réellement constatée pour les clients concernés sur le périmètre de référence au cours de la période (c'est la « réconciliation spatiale »). C'est le périmètre national de la distribution qui a été retenu pour le moment comme périmètre de référence. Les coefficients d'écart issus de ce rapprochement national servent de base à une première estimation de courbes de charge « recalées » par responsable d'équilibre.
  - o Dans un second temps, les quantités d'énergie estimées dans les calculs de profilage seront rapprochées des quantités d'énergie mesurées par relevé périodique d'index lorsque celles-ci seront connues (réconciliation temporelle).
- pour permettre à RTE de procéder à ces différents calculs, et notamment d'établir in fine le solde de l'écart de chaque responsable d'équilibre, il sera nécessaire de mettre en place un système d'information remontant, reposant sur le calcul et la déclaration, par chaque gestionnaire de réseau de distribution, des courbes de charges agrégées des clients raccordés à son réseau, à partir des courbes de charges individuelles, télérelevées ou estimées par profils.
- les sites relevant du profilage ne pourront contracter qu'avec un seul fournisseur avec lequel ils passeront un contrat unique (fourniture et acheminement).

Ces procédures assez complexes, dont la mise en œuvre reposera sur RTE, les GRD, les responsables d'équilibre et les autres fournisseurs auront sur les coûts supportés par les collectivités consommatrices, des effets différents selon que le point de livraison est équipé d'un compteur à courbe de charge ou d'un compteur à index. En effet, la répartition dans le temps de la consommation ajustée imputée par RTE à un fournisseur responsable d'équilibre au titre d'un point de livraison relevant d'un profil (c'est-à-dire non doté d'un compteur à courbe de charge télérelevée) sera une répartition approchée par calcul (données issues de la réconciliation spatiale nationale) et nullement une répartition tenant compte des écarts réels, point de livraison par point de livraison, entre prévision (courbe de charge issue du profil théorique) et réalisation. En d'autres termes, le coût supporté par le fournisseur responsable d'équilibre vis-à-vis de RTE au titre du règlement des écarts, issu d'une mutualisation nationale, ne pourra pas être ventilé entre points de livraison (et donc entre clients) au prorata des écarts réels par point demi-horaire.

Dans ces conditions, il ne sera pas possible d'imputer à un client final profilé une incidence tarifaire spécifique (sur la partie « fourniture » du contrat) à raison de la répartition temporelle de ses consommations, en dehors d'éventuels signaux horosaisonniers simples (heures pleines/heures creuses, hiver/été ...).

Le fait que les écarts générés par l'imprécision des profils par rapport à la réalité soient mutualisés au niveau national, pourra d'ailleurs induire des effets surprenants et injustes pour certains responsables d'équilibre et leurs clients. Le mécanisme de répartition des écarts conduira par exemple à un risque de déformation importante de la courbe de charge « recalée » attribuée aux responsables d'équilibre ayant dans leur périmètre de nombreux clients profilés à consommation non aléatoire (éclairage public, ...), alors même que les consommations réelles seraient pourtant proches du profil pour ce type d'usage. Le résultat global du profilage sera probablement que le coût des écarts générés par l'imprécision de certains profils sera payé collectivement par la communauté des clients profilés, renchérissant globalement les coûts des fournitures d'énergie électrique.

Il pourrait en aller différemment pour les points de livraison équipés de compteurs à courbe de charge télérelevée, pour lesquels, l'écart entre courbe de charge prévisionnelle et courbe de charge réelle (autrement dit la répartition dans le temps de la consommation ajustée) étant connu, il serait possible d'assortir les prix contractuels de fourniture d'une rémunération du fournisseur responsable d'équilibre en contrepartie du risque d'écart qu'il assumera vis-à-vis de RTE et proportionnelle à ce risque. Dans un tel cas, une certaine attention de la collectivité sur les modalités de prise en charge du risque d'écart serait donc de mise.

Toutefois, la consommation d'énergie électrique des collectivités locales étant le plus souvent assujettie à l'impératif de continuité du service public, elle ne bénéficiera pas des possibilités d'effacement propres à certains sites industriels, ce qui réduira probablement fortement les possibilités d'optimisation des caractéristiques technico-économiques du contrat de fourniture, y compris pour les sites télérelevés.

### **3. L'APPLICATION DU CODE DES MARCHES PUBLICS AUX ACHATS D'ELECTRICITE DESTINES A L'APPROVISIONNEMENT DE SITES COMMUNAUX OU INTERCOMMUNAUX ELIGIBLES, ET L'INTERVENTION DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION DANS LA MASSIFICATION DE CES ACHATS**

Ainsi que cela a été signalé au point 1 ci-dessus, il paraît désormais peu contestable que, dès lors que les conditions d'éligibilité sont remplies par une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités, l'application du code des marchés publics sera obligatoire pour la passation des contrats d'achat d'électricité devant intervenir postérieurement à la date à laquelle l'éligibilité a été constatée.

Cette perspective induit en particulier deux questions :

- celle de la détermination des modalités de passation du marché et du cadre contractuel applicable à de tels achats (modalités d'allotissement, de mise en concurrence, utilisation éventuelle de marchés à bons de commande, cahiers des charges applicables...);
- celle de l'intérêt et des modalités de massification de ces achats sous l'égide d'un établissement public de coopération (syndicat intercommunal, communauté, syndicat mixte).

#### **3.1. DETERMINATION DES MODALITES DE PASSATION DU MARCHE ET DU CADRE CONTRACTUEL APPLICABLE A DES ACHATS D'ENERGIE ELECTRIQUE**

##### ***3.1.1. Définition de l'objet du marché***

Conformément aux principes généraux de la commande publique, rappelés à l'article 1 du nouveau code des marchés publics, il est nécessaire en préalable à la mise en œuvre de toute procédure de bien définir l'objet du marché. Si l'achat d'énergie électrique – qui relève de la catégorie des marchés publics de fourniture – en est l'élément principal, il conviendra de préciser si cette fourniture est assortie de prestations de service accessoires (audit énergétique, entretien et maintenance d'équipements électriques en aval du compteur...). Un tel mixage est autorisé par le code des marchés publics, dont l'article 1 – Il précise qu'un marché public relevant d'une des trois catégories que sont les marchés publics de travaux, de fournitures ou de services peut comporter, à titre accessoire, des éléments relevant d'une autre catégorie, la catégorie de rattachement correspondant à celle dont relèvent les prestations ayant la valeur la plus importante.

On ne peut exclure que se développent des offres très globales incluant l'entretien, l'exploitation et la maintenance d'équipements et leur approvisionnement en énergie de réseau incluant, davantage que par le passé, une recherche d'optimisation (par mise en concurrence des fournisseurs) de la fourniture en électricité ou de gaz (éclairage public, installations de cogénération fournissant de la chaleur et de l'électricité...). De telles offres globales pourraient aussi inclure la construction des équipements, l'article 10 visant les « marchés ayant à la fois pour objet la construction et l'exploitation ou la maintenance ». Dans cette dernière hypothèse (qui ne sera pas traitée dans la suite du présent rapport, compte

tenu de ses spécificités), il convient de noter que le code impose que les prix respectifs de la construction et de l'exploitation ou de la maintenance apparaissent de manière séparée dans le marché, l'article 94 continuant par ailleurs à interdire les clauses de paiement différé. Il en résulte que, dans le cas d'un marché de construction-exploitation-maintenance, le prix afférent à la construction devra être réglé dans les conditions habituelles d'un marché de travaux, sans possibilité d'échelonnement plus long dans le temps, une telle possibilité étant réservée aux contrats de partenariat public-privé dont le régime juridique est actuellement (février 2004) en cours d'élaboration.

En tout état de cause, la référence à une nomenclature, prédéterminée par arrêté ministériel, de fournitures et de prestations homogènes n'est plus de mise, même si l'article 27 du nouveau code des marchés publics précise que « en ce qui concerne les fournitures et les services, pour évaluer le montant des besoins à comparer aux seuils, il est procédé à une estimation de la valeur totale des fournitures ou des services qui peuvent être considérées comme homogènes soit en raison de leurs caractéristiques, soit parce qu'ils constituent une unité fonctionnelle ». Le paragraphe 7.2 du manuel d'application précise que l'homogénéité des besoins étant une notion qui peut varier d'un acheteur à l'autre, il appartient à chacun de ces acheteurs d'estimer « de manière sincère et raisonnable la valeur totale des fournitures ou des services qu'il considère comme homogènes et qu'il souhaite acquérir. » Pour ce faire, la nomenclature du 13 décembre 2001 n'est plus la référence obligatoire. « Les acheteurs sont invités à adopter une classification propre de leurs achats selon une typologie qui soit cohérente avec leur activité ».

Sur cette base, il conviendra donc de définir la catégorie homogène correspondant au marché. Il pourra par exemple s'agir simplement de fourniture d'énergie électrique, en spécifiant le niveau de services associés exigés (analyse périodique des consommations, des facturations ...) ou, de façon plus globale d'alimentation en énergie (sans imposer dans le règlement de la consultation une énergie déterminée) de bâtiments et/ou d'équipements communaux (en laissant place à diverses options sur les énergies appropriées, par exemple avec ou sans cogénération), ou encore de fourniture d'électricité et de prestations en aval du compteur (fourniture de matériels de désensibilisation, pour l'informatique...). La définition de l'objet du marché pourra rétroagir sur le choix de la procédure. Par exemple, si l'objet est défini par des finalités (éclairer, chauffer...), il pourra être opportun de s'interroger sur le recours à la nouvelle procédure (de type performanciel) de dialogue compétitif (à condition qu'il soit possible de modifier les installations consommatrices dans une perspective d'optimisation de la fonction énergétique).

### ***3.1.2. Détermination de la valeur du marché au regard des seuils de procédure de passation :***

#### *3.1.2.1. Principes*

En ce qui concerne les marchés de fourniture d'électricité, la valeur à comparer au seuil de procédure est celle des fournitures homogènes (telles que définies au point ci-dessus) à acheter pendant la durée envisagée pour le marché à passer. Pour les marchés d'une durée inférieure ou égale à un an, la valeur totale est celle qui correspond aux besoins d'une année. Il n'est plus imposé de faire référence à l'année civile. Il est donc concevable de prendre en considération les besoins de la période de douze mois suivant le premier jour d'exécution du marché. Pour les

marchés pluriannuels, il y a lieu de prendre en considération la valeur totale sur l'ensemble de la durée du marché. En cas d'allotissement, il faut, en règle générale, prendre en considération la valeur totale de l'ensemble des lots.

Il résulte des articles 26 et 28 du nouveau code des marchés publics que, lorsque le montant du marché ainsi défini est inférieur à 230 000 euros HT, il est possible de passer le marché selon une procédure « adaptée », c'est-à-dire selon des modalités de publicité et de mise en concurrence déterminées par la personne responsable du marché. Au-delà de cette valeur, l'appel d'offres est obligatoire (sous réserve, en cas d'allotissement d'un marché autre qu'à bons de commandes sans minimum ni maximum, de la possibilité de passer le marché selon la procédure adaptée pour les lots inférieurs à 80 000 euros HT).

Une question particulière concerne la prise en considération de la valeur de la prestation de l'acheminement, dans le cas particulier du « contrat unique » passé entre le client et son fournisseur, qui se charge alors de la relation au gestionnaire du réseau de distribution. Il semble essentiel, de ce point de vue, de statuer clairement sur la qualification juridique de l'entremise du fournisseur : agit-il au nom et pour le compte du consommateur client, dans le cadre d'une sorte de mandat laissant se nouer, nonobstant l'entremise du fournisseur, des relations contractuelles entre le client et le gestionnaire de réseau, ou le fournisseur fait-il juridiquement écran entre client et GRD ? La délibération du 24 décembre 2003 de la CRE, selon laquelle « dans un certain nombre de domaines, des relations de nature contractuelle demeureront entre le GRD et un client ayant opté pour le régime du contrat unique », ne permet pas de résoudre toutes les difficultés. Certes, elle suggère que la logique juridique du contrat unique est bien celle d'un mandat, pour ce qui concerne l'acheminement, ce qui induit que, lorsque la collectivité fait le choix de la formule du « contrat unique », le fournisseur ne pouvant être considéré vis-à-vis de la collectivité cliente comme le prestataire de la mission d'acheminement, le coût de l'acheminement ne doit pas être pris en compte dans la valeur du marché à comparer au seuil : seule pourrait être alors incluse dans cette valeur la rémunération du fournisseur au titre de cette mission d'entremise vis-à-vis du GRD. L'hypothèse du mandat n'est toutefois jamais expressément évoquée par la CRE. La délibération du 24 décembre 2003 précitée indique même que « dans le système du contrat unique, le risque client pour impayés sera porté entièrement par le fournisseur, qui devra assurer, vis-à-vis du GRD, le paiement de l'acheminement de l'électricité de ses clients », ce qui infirme la thèse du mandat, qui laisserait subsister la responsabilité du client vis-à-vis du GRD.

L'hypothèse du mandat donné au fournisseur doit être également évaluée au regard des règles de la comptabilité publique. Les sommes dues au GRD au titre de l'utilisation du réseau ayant en effet dans ce cas le caractère de dettes directes de la commune (ou du groupement de communes), il n'est pas certain que celle-ci (ou celui-ci) puisse déléguer au fournisseur, le cas échéant non assujéti aux règles de la comptabilité publique, le règlement de ces sommes (cf. sur ce point le commentaire de l'article 2 du code des marchés publics par l'ancienne instruction d'application de ce code, qui indiquait qu'un mandat peut exister sans qu'un texte particulier l'ait prévu, mais « sous réserve qu'il ne porte pas atteinte à des règles fixées par la loi ou le règlement, par exemple en matière de maniement des fonds publics »).

La soustraction de la valeur de l'acheminement à la valeur du marché conduirait également à rendre moins probable le franchissement de certains seuils de procédure, ce qui pourrait être considéré comme un fractionnement anticoncurrentiel, notamment dans le cas particulier où le tarif d'utilisation des réseaux tiendrait compte du caractère de proximité géographique intervenant lorsqu'un producteur et son consommateur éligible sont raccordés à un même poste des réseaux publics (ainsi que le prévoit le III de l'article 4 du décret n°2001-365 du 26 avril 2001). Dans ce cas, en effet, le coût de l'acheminement ne serait plus neutre, au regard de la position concurrentielle des offres de fourniture soumises au jugement de la collectivité, ce qui justifierait de l'inclure dans le montant du marché à comparer aux seuils. Dans le doute, il sera donc préférable d'inclure par précaution ce coût d'acheminement dans la valeur du marché.

Une autre question concerne la prise en charge de l'adhésion aux règles d'accès au réseau public de transport français pour des importations et des exportations, dans l'hypothèse où le fournisseur choisi par la collectivité serait établi hors de France. RTE impose en effet, dans ce cas, la signature d'un « accord de participation » à ces règles d'accès, le cocontractant pouvant être le client éligible lui-même ou son fournisseur. Si la logique du contrat unique suggère que la signature de l'accord de participation soit dévolue au fournisseur (et doit donc être comprise dans le marché passé avec lui), le doute sur la prise en charge de cette relation avec RTE est en revanche permis lorsque la collectivité fait le choix de passer elle-même directement le contrat d'accès au réseau avec le GRD.

On peut noter toutefois que, du point de vue du client, les enjeux respectifs du contrat d'accès au réseau public de distribution et de l'accord de participation avec RTE pour l'importation d'énergie sont substantiellement différents : les conditions d'accès au réseau auquel est raccordé le point de livraison sont liées, en effet, à la qualité physique de l'énergie soutirée, ce qui n'est pas le cas pour l'allocation des capacités d'importation. Cette différence d'enjeux, ainsi que la recherche de simplification, semblent militer pour que la relation avec RTE pour l'importation d'énergie soit dévolue au fournisseur étranger.

En ce qui concerne le choix de la procédure de passation, on peut noter également que les achats d'énergie électrique devraient pouvoir faire l'objet d'enchères électroniques, sous réserve des dispositions du décret prévu par l'article 56 du code des marchés publics pour la définition des conditions dans lesquelles de telles enchères pourront être organisées pour l'achat de fournitures courantes (décret n°2001-846 du 18 septembre 2001).

### *3.1.2.2 Montants indicatifs de consommations électriques*

A titre de pure illustration, et sans que cela ne puisse être considéré comme ayant une valeur statistique, et encore moins normative, il résulte de certaines observations de terrain que, pour un prix moyen HT de fourniture d'électricité (acheminement exclu) de 0,045 euro par kWh, le seuil des 230.000 euros HT (appel d'offres), correspondant à une consommation annuelle de 5 000 000 kWh, pourrait correspondre à la consommation électrique globale annuelle des services de certaines communes comprises dans la tranche démographique de 20 000 à 25 000 habitants (approche indicative très dépendante des hypothèses sur le prix de fourniture, le poids du gaz dans le bilan énergétique de la collectivité concernée, sa nature urbaine ou rurale, etc. ...). Bien entendu, si le marché doit être pluriannuel, il y a bien lieu d'en tenir compte. Par exemple, un marché de

quatre ans d'une valeur correspondant au seuil des appels d'offres (230 000 euros) concernera, sur la base du prix moyen retenu ci-dessus, une commune de la tranche démographique de 5 000 à 6 500 habitants. Si l'acheminement est inclus dans le marché, le seuil de 230 000 euros HT pourrait correspondre aux besoins annuels d'une commune de 10 000 à 12 000 habitants, ou à un marché quadriennal couvrant les besoins d'une commune de 2 000 à 3 000 habitants.

### **3.1.3. Allotissement**

Rappelons tout d'abord que, conformément à l'article 10 du code des marchés publics, « des fournitures peuvent donner lieu à un marché unique ou à un marché alloti. Dans le cas où plusieurs lots sont attribués à un même titulaire, il est possible de signer avec ce titulaire un seul marché regroupant tous ces lots. La personne responsable du marché choisit entre ces deux modalités en fonction des avantages économiques, financiers ou techniques qu'elles procurent. Les offres sont examinées lot par lot. Les candidats ne peuvent pas présenter des offres variables selon le nombre de lots susceptibles d'être obtenus ».

L'impossibilité, pour un candidat, de faire varier son offre (et notamment le prix proposé) en fonction du nombre de lots obtenus, signifie que l'allotissement est une renonciation de l'acheteur public à obtenir les avantages associés à la massification éventuelle des différents lots en ce qui concerne les prix. Il convient d'en être conscient, de façon à ne procéder à l'allotissement des fournitures d'énergie électrique que s'il correspond, soit à une nécessité technique ou juridique, soit à un avantage économique compensant la renonciation induite au bénéfice éventuel de certains effets d'échelle.

A cet égard, une première hypothèse forte d'allotissement semble correspondre à la distinction des points de livraison dotés de compteurs à courbe de charge « 10 minutes » télérelevée, et des points de livraison « profilés », dotés de compteurs à index.

Il convient par ailleurs de s'interroger sur l'opportunité d'allotissements à l'intérieur même de chacune de ces deux catégories, et sur l'intérêt d'un allotissement distinguant la fourniture de dentelle et la fourniture de bloc.

#### *3.1.3.1. Distinction des lots à courbe de charge réelle et des lots profilés*

Sous réserve des règles qui seront définitivement entérinées par les cahiers des charges des concessions de distribution d'électricité (ou des règlements de service des régies), il ressort des travaux du groupe de travail électricité 2004 de la CRE que d'importantes différences seront appliquées au traitement juridique et économique des points de livraison selon qu'ils sont équipés ou non de compteurs permettant la télérelève des points 10 minutes de la courbe de charge :

- les compteurs à index induiront nécessairement la passation d'un contrat unique (couvrant tant la fourniture que l'acheminement) avec un fournisseur unique ; pour les sites télérelevés avec points 10', il sera possible de choisir entre l'inclusion ou non de l'acheminement dans le contrat passé avec le fournisseur, et, en cas de contrats séparés, entre un fournisseur unique ou une pluralité de fournisseurs ;

- les compteurs télérelevés avec points 10' permettront de mettre en évidence la consommation ajustée de la collectivité, en autorisant diverses formules tarifaires, intégrant tant la possibilité de tarifs horosaisonniers sur les blocs fermes que la possibilité d'une tarification spécifique de la consommation ajustée (ou un prix de tunnel assorti de pénalités pour les consommations hors tunnel), alors que pour les compteurs à index, la consommation ajustée propre du site ne pourra pas être mise en évidence (pour les sites profilés, les écarts entre prévisions et réalisations, mesurés et répartis entre responsables d'équilibre au niveau national, seront en quelque sorte mutualisés).

L'inclusion, dans un même marché (un même lot), de points de livraison télérelevés et de points de livraison avec compteurs à index, pourrait induire alors diverses difficultés ou contraintes :

- si l'on souhaite que l'objet du marché soit défini de façon homogène au sein d'un même lot, il sera nécessaire d'aligner l'ensemble de la prestation sur le modèle du contrat unique, couvrant à la fois la fourniture et l'acheminement, y compris pour les points de livraison correspondant à des puissances élevées (plus de 250 kW), desservis en moyenne tension, pour lesquels le contrat unique n'est en principe pas obligatoire. Des degrés de liberté seront ainsi perdus pour les prestations relatives aux sites télérelevés. En tout état de cause, les différences de tension de raccordement (moyenne tension pour les sites télérelevés, basse tension pour les autres) créeront néanmoins des difficultés pour une définition homogène de la prestation d'acheminement ;
- l'inclusion, dans un même marché (ou un même lot) de points de livraison télérelevés et de points de livraison profilés, conduirait probablement à la définition de plusieurs prix pour le même lot, afin de tenir compte :
  - o du fait que les tarifs d'utilisation du réseau n'ont pas la même structure selon que le point de livraison est desservi en moyenne ou en basse tension ;
  - o du fait que la structure tarifaire de la fourniture peut avoir vocation à être différenciée selon qu'il est possible de distinguer (cas des sites télérelevés à points 10') ou non (compteurs à index) la consommation ajustée du client.
- il en résulterait par ailleurs l'obligation de retenir un seul fournisseur, y compris pour les points de livraison télérelevés correspondant à des puissances et consommations importantes, pour lesquels il ne serait plus possible d'acheter les blocs fermes auprès de plusieurs fournisseurs.

La perte de degrés de liberté pouvant résulter de l'ensemble de ces contraintes semble conduire à une logique d'allotissement distinguant les lots regroupant des points de livraison profilés, et les lots dédiés aux points de livraison télérelevés avec points 10', en ayant conscience qu'il ne sera plus alors possible d'attendre d'effets d'échelle de l'attribution de l'ensemble de ces lots à un même fournisseur, le code des marchés publics interdisant les offres variables en fonction du nombre de lots obtenus (mais cet inconvénient est atténué par l'impossibilité d'obtenir un effet de foisonnement d'écarts aléatoires pour les sites profilés, puisque, pour ces sites, les écarts aléatoires sont mutualisés au niveau national).

### *3.1.3.2. Allotissement à l'intérieur de chacune des deux catégories*

La question de l'intérêt d'un allotissement au sein de chacune des deux catégories évoquées ci-dessus (lot non profilé et lot profilé) sera à apprécier notamment au regard de la facilitation de la concurrence entre fournisseurs. Il est en effet probable que des lots de trop grande dimension seront peu favorables aux candidatures de nouveaux opérateurs. La collectivité pourra alors rechercher un équilibre favorable entre massification et concurrence en subdivisant en lots plus petits les sites profilés, entre lesquels, ainsi que cela a été précisé supra, il n'est pas possible d'attendre un foisonnement des aléas sur la répartition temporelle des consommations puisque les écarts temporels entre prévisions et réalisations sont, dans ce cas, mutualisés au niveau national (cf. supra, § 2.3.2.2).

### *3.1.3.3. Autres hypothèses d'allotissement (pour les compteurs télérelevés)*

Il serait également concevable de distinguer le lot comprenant la fourniture d'ajustement et les lots correspondant à des achats de blocs fermes d'énergie, ce qui pourrait, là aussi, améliorer la concurrence, tout au moins en ce qui concerne la fourniture de blocs.

Le degré élevé d'aléas qui affecte – par définition – la fourniture d'ajustement, et le niveau important de risque financier induit est en effet de nature à limiter l'offre sur le produit « dentelle ».

## **3.1.4. Forme des marchés de fourniture d'électricité :**

### *3.1.4.1 Les deux formes visées par le nouvel article 81 du code des marchés publics*

La nouvelle rédaction du code des marchés publics, issu du décret n° 2004-15 du 7 janvier 2004, tient compte de l'éligibilité prochaine des collectivités publiques puisqu'un article (article 81) est spécialement consacré aux « marchés conclus pour l'acquisition d'énergies non stockables ».

Cet article prévoit en la matière deux formes possibles de marchés :

- a) le marché à bons de commande sans minimum ni maximum avec plusieurs titulaires.

Le marché détermine alors la nature et le prix unitaire des fournitures ou les modalités de sa détermination. Il est exécuté par émission de bons de commande successifs, selon les besoins. Le règlement de la consultation indique les conditions dans lesquelles le marché donne lieu à une mise en concurrence des titulaires, préalablement à l'émission de chacun des bons de commande, la mise en concurrence portant sur le prix unitaire de l'énergie fournie.

Les bons de commande précisent la période durant laquelle a lieu la fourniture d'énergie. La personne responsable du marché n'est toutefois pas tenue de préciser dans le bon de commande la quantité précise d'énergie qui devra lui être fournie durant cette période. Cette quantité est constatée à l'issue de la période mentionnée dans le bon de commande. La durée d'exécution totale des bons de commande émis dans le cadre de ces marchés ne peut excéder la durée de validité du marché.

La durée maximale du marché obéit aux règles fixées au i de l'article 71 du code : durée maximum de quatre ans, sauf dans des cas exceptionnels dûment justifiés, notamment par l'objet du marché.

b) le marché non fractionné :

Le marché détermine alors la consistance, la nature et le prix unitaire de l'énergie fournie ou les modalités de sa détermination. Le marché peut ne pas indiquer la quantité précise d'énergie qui devra être fournie durant son exécution. Celle-ci sera alors constatée à l'issue de la durée de validité du marché.

La mention de ces deux formes de marché à l'article 81 ne semble pas faire obstacle à la possibilité de recourir également à une autre forme non visée à cet article (par exemple, marché à bons de commande avec un minimum et maximum). Il est toutefois probable qu'il ne serait plus alors possible de bénéficier de la tolérance sur l'absence d'indication précise des quantités commandées, prévue seulement dans le cadre de la mise en oeuvre de l'article 81.

#### *3.1.4.2 Choix de la forme du marché*

La rédaction du nouvel article 81 du code des marchés publics n'assujettit pas expressément le fractionnement du marché à une condition spécifique. On pourrait en déduire que l'acheteur public dispose, en la matière, d'une marge de manœuvre relativement grande, d'autant plus que, dans tous les cas, le code dispense les marchés de fourniture d'énergie non stockable d'une détermination précise des quantités achetées, ce qui, du point de vue de la gestion de l'incertain, réduit l'intérêt relatif du fractionnement par rapport au droit commun.

Pour autant, le choix de la collectivité ne peut être entièrement discrétionnaire. Il semble nécessaire de prendre en considération notamment les critères suivants :

- le degré d'incertitude sur les quantités d'énergie consommées : le marché à bons de commande sans minimum ni maximum concerne des achats d'énergie dont la composante aléatoire est particulièrement importante (par exemple consommations très élastiques par rapport aux conditions climatiques, ou à l'activité économique). A contrario, il est moins adapté à des consommations régulières (telles que celles des réseaux d'éclairage public).

Compte tenu des caractéristiques des contrats de fourniture d'électricité rappelées dans les divers points ci-dessus, il pourrait ainsi être considéré que l'impossibilité d'arrêter entièrement dans le marché l'étendue des besoins à satisfaire est par nature établie en ce qui concerne le lot de fourniture relevant du responsable d'équilibre et comprenant la consommation ajustée. Il serait possible dans ce cas de recourir à un marché à bons de commande sans minimum ni maximum. Il convient toutefois de préciser que les quantités fournies au titre du comblement de l'écart entre consommation réelle totale et blocs n'étant connues qu'ex post, et non ex ante, le bon de commande émis préalablement à la fourniture elle-même définira les principes de détermination des quantités à fournir (notamment la puissance souscrite au titre du ou des sites concernés), mais non ces quantités elles-mêmes (les prix unitaires étant par ailleurs fixés dans le marché lui-même), ainsi que l'autorise le nouvel article 81 du code des marchés publics.

En revanche, l'étendue d'un bloc ferme étant par nature parfaitement définie à l'avance, le recours à un marché à bons de commande se justifie moins dans ce cas. Il en ira de même du lot comprenant la consommation ajustée dans le cas particulier des courbes de consommation plates et prévisibles. Une telle stabilité n'est toutefois concevable que sur un intervalle de temps relativement limité (en pratique, une année) : dans le moyen et le long terme, tout est variable. Lorsque la durée de validité du marché dépasse une année, la variation des caractéristiques des installations consommatrices d'électricité (investissements sur les réseaux d'éclairage et sur les bâtiments communaux), risque ainsi de faire réapparaître une hypothèse de variabilité de la consommation d'électricité couverte par le marché, y compris au niveau des blocs, et de rendre opportun le recours au marché à bons de commande pluriannuel.

- Les anticipations sur les mouvements de prix : conformément au IV de l'article 71 du code des marchés publics, les marchés à bons de commande sans minimum ni maximum et avec remise en concurrence en cours de marché concernent les produits dont les prix sont fortement volatiles. S'il paraît peu contestable, de ce point de vue, que les prix de l'électricité soient appelés à connaître d'importantes fluctuations, en raison de l'inélasticité de la demande par rapport au prix et du caractère non stockable de l'énergie électrique (à la réserve près des barrages hydroélectriques), le débat reste toutefois ouvert sur la façon la plus opportune, pour une collectivité locale, d'assurer la couverture de ce risque. Dès lors en effet que l'acheteur ne maîtrise que très imparfaitement le choix de la date de la remise en compétition, qui devra tenir compte de contraintes telles que les délais de procédure, ou la nécessité d'éviter toute éventualité de discontinuité dans la fourniture, le risque est réel de devoir procéder à la remise en compétition dans un contexte défavorable de tension haussière sur le marché de l'électricité. Par ailleurs, la remise en compétition aura un coût, à comparer aux éventuels gains obtenus du fait d'une baisse du prix. Si l'objectif est de profiter des éventuelles baisses, tout en limitant le risque de hausses, il est concevable de ne pas fractionner le marché et de le passer à prix ajustable (cf. article 17 du code des marchés publics) avec une clause butoir (pourcentage d'augmentation maximum) ou une clause de sauvegarde (résiliation du marché en cas de variation de prix trop importante ; la mise en œuvre de la clause de sauvegarde est toutefois malaisée car elle impose à la collectivité de trouver très rapidement un autre fournisseur plus compétitif ...). Des indicateurs de prix électriques susceptibles de servir de référence sont d'ores et déjà disponibles : indices Platts, statistiques de Powernext, statistiques Eurostat. Bien entendu, la prévision dans le cahier des charges d'une clause butoir trop restrictive est susceptible de dissuader les fournisseurs de se porter offreurs, et de conduire à une mise en concurrence infructueuse (cf. infra).

### **3.1.5. Mises en concurrence infructueuses**

La question de la gestion des mises en concurrence infructueuses se pose de façon spécifique dans le domaine de la fourniture d'électricité en raison de l'existence, dans la loi du 10 février 2000, de l'hypothèse de la fourniture « supplétive » ou de dernier recours.

Rappelons que, sur un plan général, l'article 64 du code des marchés publics prévoit que, « lorsque aucune offre ne lui paraît acceptable, la commission d'appel

d'offres peut déclarer l'appel d'offres infructueux. Elle peut alors procéder soit à un nouvel appel d'offres, soit, si les conditions initiales du marché ne sont pas modifiées, à un marché négocié conformément au I de l'article 35 ».

La mise en œuvre de ces règles issues du code des marchés publics pourrait poser problème, dans la mesure où la loi du 10 février a prévu un mécanisme de fourniture supplétive spécifique au secteur de l'électricité. L'article 2 – III – 3° de la loi indique en effet que la mission de fourniture d'électricité consiste notamment à assurer « la fourniture électrique à tout client éligible lorsque ce dernier ne trouve aucun fournisseur ». La loi précise qu'Electricité de France ainsi que, dans le cadre de leur objet légal et dans leur zone de desserte exclusive, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi du 8 avril 1946, exécutent cette mission « en concluant des contrats de vente, dans la limite de leurs capacités de fourniture et dans des conditions financières qui tiennent notamment compte de la faible utilisation des installations de production mobilisées pour cette fourniture ».

Dès lors que la loi (dans la rédaction applicable en février 2004) confère ainsi un monopole légal à EDF et aux DNN pour la fourniture « supplétive », il est concevable d'en déduire que, dans les cas correspondant aux mises en concurrence infructueuses, les conditions juridiques seront réunies pour faire appel – sur la base d'un tarif réglementé – au distributeur historique territorialement compétent.

### **3.1.6 Durée des marchés de fourniture d'électricité**

Rappelons que les marchés à bons de commande peuvent être passés pour une durée n'excédant pas en principe quatre ans consécutifs. Sur un plan plus général, l'article 15 du code des marchés publics prévoit que « *la durée d'un marché est fixée en tenant compte de la nature des prestations et de la nécessité d'une remise en concurrence périodique. Un marché peut prévoir une ou plusieurs reconductions à condition que ses caractéristiques restent inchangées, et que la mise en concurrence ait été réalisée en prenant en compte la durée totale du marché, période de reconduction comprise. Le nombre de reconductions doit être indiqué dans le marché. Il est fixé en tenant compte de la nature des prestations et de la nécessité d'une remise en concurrence périodique.* ».

Il résulte de ces divers éléments qu'au regard du code des marchés publics, il paraît souhaitable de fixer la durée des marchés publics de fourniture d'électricité à l'intérieur de la fourchette allant de 1 à 4 ans (en cas d'allotissement distinguant le lot du responsable d'équilibre et les lots de bloc ferme, la limite de 4 ans paraît souhaitable pour l'ensemble des lots, dans un souci d'homogénéité des marchés classiques avec le régime des marchés à bons de commande concernant le lot « responsable d'équilibre »), ou le cas échéant fixée à un an avec faculté de reconduction dans la limite d'une durée maximum de 4 ans.

En tout état de cause, il convient d'engager la procédure de remise en concurrence et de passation du marché suffisamment tôt pour éviter tout risque de solution de continuité entre l'ancien et le nouveau marché.

En ce qui concerne l'articulation entre les dispositions du code des marchés publics et les préconisations de la CRE pour la mise en œuvre des procédures de changement de fournisseur, il y a lieu d'observer que dans sa communication du 24 décembre 2003, la CRE préconise que le client signe une attestation de

changement de fournisseur qu'il produit lui-même ou qu'il fait produire par le nouveau fournisseur au GRD, celui-ci devant pouvoir organiser un changement de fournisseur dans un délai maximal de 28 jours calendaires, le changement ne prenant toutefois effet que le 1<sup>er</sup> de chaque mois. Le cahier des charges du marché devra en tenir compte en précisant que le nouveau marché prend effet au 1<sup>er</sup> du mois suivant sa notification au titulaire.

## **3.2 INTERET ET MODALITES DE MASSIFICATION DE CES ACHATS SOUS L'EGIDE D'UN ETABLISSEMENT PUBLIC DE COOPERATION :**

### ***3.2.1. Intérêt d'une massification sous l'égide d'un établissement public de coopération***

Du point de vue des communes ou des groupements de communes concernés par la massification, son principal intérêt résiderait probablement dans les économies d'échelle et les effets de foisonnement des pics et des creux (lissage) et des écarts (réduction des aléas), et donc les prix plus attractifs, qu'elle pourrait laisser espérer.

Toutefois, il ne faut pas nourrir d'espoirs trop ambitieux sur cet impact financier. La mise en concurrence ne porterait en effet que sur la part « fourniture » du coût de l'électricité, soit environ la moitié (pour la basse tension) du coût total hors taxes, la part « acheminement » (transport et distribution) demeurant insensible à la mise en concurrence puisque le tarif d'utilisation des réseaux, de type « timbre post » est fixé par voie administrative (cf. toutefois le cas particulier du tarif de proximité : supra, § 3.1.2.4).

En tout état de cause, la massification ne pourra véritablement porter ses fruits que si elle conduit à une courbe de charge agrégée suffisamment plate et stable, les fluctuations et aléas étant facteurs de surcoûts. Cela implique que soient associés dans le groupement des acheteurs aux courbes de charge suffisamment différentes pour obtenir un effet de foisonnement.

En dehors de l'impact financier, les communes et certains groupements de communes pourraient également être séduits par la possibilité de confier la mise en œuvre de contrats assez complexes à des structures spécialisées dans les questions énergétiques, permettant de les charger de la gestion de procédures nouvelles.

Le paragraphe 3 de l'article 3 de la directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 précitée confirme d'ailleurs expressément l'intérêt d'une massification des achats d'électricité pour les petites collectivités, en indiquant que « rien dans la présente directive n'empêche les Etats membres de renforcer la position sur le marché des consommateurs ménagers ainsi que des petits et moyens consommateurs en promouvant les possibilités de regroupement volontaire en vue de la représentation de cette catégorie de consommateurs ».

Du point de vue des établissements publics de coopération eux-mêmes, la prise en charge d'une mission d'entremise entre les communes et groupements de communes locaux et les fournisseurs d'électricité leur permettrait tout à la fois :

- ° d'approfondir la logique de coopération intercommunale en diversifiant leur champ d'intervention ;
- ° d'être présents aux différents niveaux du système électrique en complétant leur compétence d'autorités organisatrices de la distribution d'électricité (intervention à l'amont du système) par une offre de service directement centrée sur la consommation finale (à l'aval) ;
- ° et plus précisément, de préfigurer peut-être l'évolution des services publics de fourniture d'électricité (par distinction avec les services publics d'acheminement) en acquérant une compétence dans l'achat en gros d'énergie.

### **3.2.2 Modalités d'une massification sous l'égide d'un établissement public de coopération :**

La massification des achats d'électricité des communes et de leurs groupements locaux peut prendre deux formes, susceptibles d'ailleurs d'être mises en œuvre simultanément :

- le transfert, à l'établissement public de coopération, de la compétence afférente aux installations électriques concernées par les achats d'énergie à massifier (classiquement, l'éclairage public) : dans ce cas, conformément aux règles traditionnelles de la coopération intercommunale, l'établissement de coopération est totalement substitué à la collectivité membre qui lui transfère une compétence dans tous ses droits et ses obligations afférents à la compétence transférée, et singulièrement en ce qui concerne la souscription des contrats d'approvisionnement en énergie ;
- la mise en place d'un groupement de commande, régi par l'article 8 du code des marchés publics, et dont l'établissement public de coopération assurerait la coordination.

Signalons à cet égard que le code des marchés publics prévoit désormais trois modalités de coordination :

- le coordonnateur peut être chargé seulement de procéder à l'organisation de l'ensemble des opérations de sélection d'un cocontractant. Dans ce cas, la commission d'appel d'offres du groupement comprend (si le groupement est constitué entre des collectivités territoriales) un représentant de la commission d'appel d'offres de chaque membre du groupement, élu parmi ses membres ayant voix délibérative ; cette commission d'appel d'offres est alors présidée par le représentant du coordonnateur. Elle choisit le cocontractant, mais c'est la personne responsable du marché de chacun des membres du groupement (maire ou président d'EPCI) qui signe le marché la concernant et s'assure de sa bonne exécution.
- la convention constitutive du groupement peut aussi avoir prévu que le coordonnateur sera chargé de signer et de notifier le marché, la personne responsable du marché de chaque membre du groupement, pour ce qui la concerne, s'assurant de sa bonne exécution.
- la convention constitutive du groupement peut enfin avoir prévu que le coordonnateur sera mandaté pour signer et exécuter le marché au nom de l'ensemble des membres du groupement.

Dans les deux derniers cas, la commission d'appel d'offres peut être celle du coordonnateur.

Il convient d'opter clairement pour l'une ou l'autre de ces trois modalités, toute solution intermédiaire étant proscrite. Compte tenu de la complexité de gestion financière induite par la coordination étendue, il est conseillé de privilégier la formule de coordination « intermédiaire », qui évite au coordonnateur d'assurer lui-même l'exécution du marché, tout en lui permettant de recourir à sa propre commission d'appel d'offre pour la passation du marché. (cf. modèle de convention de groupement en annexe) d'autant plus que l'essentiel de la « valeur ajoutée » du groupement concerne la massification de la commande, et donc la phase de passation, et non l'exécution du marché.

En ce qui concerne la prise en compte éventuelle, dans les statuts de l'établissement public de coopération (syndicat, le cas échéant communauté...), de la possibilité de lui confier des missions de coordination de groupement de commande, il pourrait être considéré, en première analyse, que le seul fait, pour un tel EPC, d'être acheteur d'électricité pour ses besoins propres suffit à l'habiliter à intervenir comme coordonnateur, sur la base des principes généraux de l'article 8 du code des marchés publics. Toutefois, les établissements publics de coopération étant soumis au principe de spécialité, le plus souvent interprété strictement, la recherche d'une sécurité juridique maximale milite pour que la possibilité d'une telle mission de coordination, qui a la nature d'un mandat donné au coordonnateur, soit, de préférence, expressément visée dans les statuts, surtout si des flux financiers affectant le budget de l'établissement coordonnateur doivent en résulter. L'expérience prouve en effet que, tant les juridictions financières que les services de contrôle de légalité et même les cocontractants des collectivités locales (ou leurs compétiteurs dans les appels d'offres) attachent une importance grandissante à la validité de l'habilitation juridique des groupements de communes, lorsque ceux-ci envisagent de passer un marché public ou une délégation de service public.

La généralisation au 1<sup>er</sup> juillet 2004 de l'éligibilité à l'ensemble (ou à un grand nombre) de collectivités locales devrait permettre aux établissements publics de coopération d'assurer la coordination de groupements de commandes constitués pour l'achat d'énergie électrique, en ayant eux-mêmes un intérêt à participer au groupement au titre des consommations électriques du bâtiment intercommunal (s'il est éligible) et/ou des consommations d'électricité des installations (réseaux d'éclairage public...) dont la compétence leur aurait été transférée.

Par ailleurs, l'article 8 du code des marchés publics autorisant la constitution de groupements réunissant des personnes morales de droit public et des personnes morales de droit privé, il est en théorie concevable que des établissements publics de coopération suscitent, à compter de juillet 2004, la constitution de groupements associant des professionnels du secteur privé, qui favoriseraient le foisonnement des courbes de charges, facteur favorable à l'obtention de meilleurs prix. La légalité de telles formules devra toutefois être validée au regard du droit de la concurrence.

En ce qui concerne la passation des contrats d'accès au réseau de distribution avec le GRD, deux cas doivent être distingués. Si le choix est fait de ne pas inclure l'accès au réseau dans le marché de fourniture (ce qui impose alors d'équiper le point de livraison concerné d'un compteur à courbe de charge télérelevé), la relation avec le GRD devrait demeurer de l'initiative et de la responsabilité de la collectivité compétente au titre des installations consommatrices d'énergie électrique. Ainsi en effet que cela a été signalé au point 1.2 ci-dessus, l'acheminement de l'énergie électrique par un réseau relève d'un monopole géographique, pour des raisons économiques (économies d'échelle) entérinées sur le plan juridique (monopole légal). Il n'est donc pas envisageable que les usagers mettent ce service d'acheminement, en tant que tel, en concurrence. Il en résulte que les relations avec le GRD ne peuvent alors relever de la convention de groupement, dont l'objet doit être limité aux buts fixés par l'article 8 du code des marchés publics. Cela ne fait pas obstacle à ce que, d'une part, l'établissement public de coopération contrôle les contrats passés entre les usagers (dont les collectivités locales en tant qu'elles consomment de l'énergie électrique) et le GRD dans le cadre de ses attributions d'autorité concédante ; d'autre part, à ce que dans

le cadre de ses missions statutaires, l'établissement public de coopération soit plus particulièrement chargé de défendre les intérêts de ses collectivités membres auprès du gestionnaire du réseau de distribution.

L'article 52 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée prévoit toutefois que le fournisseur assurant la fourniture exclusive d'un site de consommation peut s'entremettre entre le client consommateur et le gestionnaire du réseau de distribution, le client n'étant pas alors tenu de conclure lui-même un contrat d'accès aux réseaux pour ce site. Si cette option est retenue (elle l'est nécessairement pour les points de livraison équipés de simples compteurs à index ; elle sera également induite par la prise en considération d'éventuels tarifs de proximité pour l'utilisation du réseau ; cf. point 3.1.2.1), la collectivité consommatrice n'aura pas à se préoccuper distinctement de ses relations avec le GRD. Les ambiguïtés inhérentes à cette formule ont toutefois été signalées supra (cf. point 3.1.2.).

Pour aider les établissements publics de coopération qui souhaiteraient se préparer à une telle évolution de leurs missions, on trouvera, dans la seconde partie ci-après, divers modèles de documents (certains ayant encore le caractère de documents de travail) susceptibles de les y aider.

A cet égard, l'attention des EPC est appelée sur la prise en considération des délais nécessaires à la mise en œuvre d'un tel dispositif.

S'il est jugé utile ou nécessaire que l'intervention de l'établissement de coopération soit précédée du transfert, à son profit, de la compétence « éclairage public » de certaines communes, ou plus généralement d'une modification statutaire (intégrant notamment, pour les raisons de sécurité juridique exposées ci-dessus, son habilitation à assurer la coordination d'un groupement de commandes), l'échéancier de la procédure peut être envisagé comme suit :

- élaboration d'un projet de réforme statutaire et de groupement de commande, et réunions préalables de concertation associant les représentants des communes intéressées (3 à 6 mois) ;
- engagement de la procédure de réforme statutaire (conformément à l'article L 5211-17 du code général des collectivités territoriales, les conseils municipaux disposent d'un délai de 3 mois courant à compter de la notification de la délibération du comité ou du conseil de l'intercommunalité pour se prononcer ; compter en tout au moins 4 mois pour cette phase) ;
- élaboration et adoption de la convention de groupement ; centralisation progressive des données afférentes aux besoins en électricité des communes et/ou installations concernées ; élaboration du ou des marchés publics à passer (choix de la procédure ; mise au point du dossier de consultation des entreprises, notamment règlement de la consultation, CCAP, CCTP) : 3 à 4 mois.

On constate ainsi que, lorsqu'une réforme statutaire sera nécessaire, un délai compris entre 10 et 14 mois s'écoulera probablement avant que l'établissement public de coopération coordonnateur ne soit prêt à lancer effectivement la procédure de passation du premier marché public. Si cette première mise en concurrence devait intervenir courant 2004, il serait donc nécessaire d'engager les opérations listées ci-dessus dès 2003.

## **2<sup>ème</sup> PARTIE**

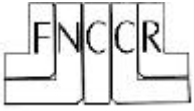
### **MODELES DE DOCUMENTS**

*Nb. Les avant-projets de modèles proposés ci-après ont encore le caractère de documents de travail.*

**1. Modèles d'articles des statuts d'un syndicat intercommunal ou d'un syndicat mixte, prévoyant le transfert à celui-ci de la compétence « éclairage public », et l'habilitant à assurer la coordination de groupements de commande pour l'achat d'énergie électrique**

**2. Modèle de convention de groupement de commandes pour l'achat d'énergie électrique (coordination comprenant la passation, la signature et la notification du marché, à l'exclusion de son exécution)**

**3. Modèles de cahiers des clauses administratives et techniques particulières (CCP) pour l'achat d'énergie électrique**



## 1. MODELES D'ARTICLES DES STATUTS D'UN SYNDICAT INTERCOMMUNAL OU D'UN SYNDICAT MIXTE RELATIFS A LA COMPETENCE « ECLAIRAGE PUBLIC » ET A LA COORDINATION DE GROUPEMENTS DE COMMANDES

### 1/ Compétence « éclairage public »

« Le syndicat exerce en lieu et place des personnes publiques membres [*le cas échéant* : « sur leur demande expresse », *si la compétence est optionnelle*] la compétence relative au développement, au renouvellement et à l'exploitation de leurs installations et réseaux d'éclairage public, comportant :

- La maîtrise d'ouvrage des renouvellements d'installation et des installations nouvelles ;
- La maintenance préventive et curative de ces installations ;
- La passation et l'exécution des contrats d'accès au réseau de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique ;
- Et, généralement, tous contrats afférents au développement, au renouvellement et à l'exploitation de ces installations et réseaux ».

« Pour l'exercice de cette compétence, le syndicat perçoit auprès des communes des participations financières calculées conformément à l'article ... [*renvoi à l'article relatif aux ressources du syndicat*] des présents statuts».

### 2/ Mission accessoire de coordination de groupement de commandes

« Le syndicat peut assurer la mission de coordonnateur de groupement de commandes dans les conditions prévues à l'article 8 du Code des marchés publics, pour toute catégorie d'achat ou de commande publique le concernant en qualité de donneur d'ordre ou de maître d'ouvrage ».

## **2. MODELE DE CONVENTION CONSTITUTIVE D'UN GROUPEMENT DE COMMANDES POUR L'ACHAT D'ENERGIE ELECTRIQUE (COORDINATION « INTERMEDIAIRE » : PASSATION, SIGNATURE, NOTIFICATION DU MARCHE, A L'EXCLUSION DE SON EXECUTION)**

NB. Ce modèle est établi sur la base de la rédaction du code des marchés publics issue du décret du 7 janvier 2004.

Il est constitué entre les personnes morales de droit public représentées par les soussignés, dont la liste figure en annexe 1, un groupement de commandes régi par les dispositions de l'article 8 du code des marchés publics. Ce groupement est désigné sous le nom de «*groupement de commandes pour l'achat en commun d'énergie électrique de la région de...*»

### **Article 1 – Objet**

- 1.1 Le présent groupement a pour objet de permettre à ses membres d'acheter l'énergie électrique et les services associés nécessaires aux besoins de leurs services. L'objet du groupement comprend également l'accès au réseau et l'acheminement de l'énergie électrique lorsque le marché public est un contrat unique incluant cette mission.
- 1.2 Les besoins estimés de chaque membre fondateur sont répertoriés en annexe 2 de la présente convention.

### **Article 2 – Fonctionnement**

- 2.1 Le syndicat de... est coordonnateur du groupement. Il est chargé à ce titre d'organiser l'ensemble des opérations de sélection du ou des fournisseurs de l'énergie électrique faisant l'objet du groupement, de la signature et de la notification du ou des marché(s) en résultant, à l'exclusion de l'exécution du ou des marché(s).

Le coordonnateur est notamment habilité par la présente convention :

- à passer des marchés à bons de commande ou non fractionnés,
- à organiser le cas échéant des enchères électroniques dans les conditions prévues par l'article 56 du code des marchés publics,
- à passer un marché unique ou un marché alloti,
- à rédiger le règlement de la consultation, les cahiers des charges ainsi que les autres pièces du marché.

- 2.2 Il est expressément convenu que chacun des membres du groupement fera exécuter le ou les marchés de fourniture le concernant, passé(s) avec le ou les fournisseurs sélectionnés à l'issue des opérations mentionnées au 2.1. Ces marchés comportent par ailleurs une stipulation par laquelle les fournisseurs s'engagent à exécuter leur marché envers les adhérents dans la limite des engagements qui y sont souscrits.

Il est également convenu que chaque membre du groupement demeure individuellement responsable de la passation et de l'exécution des contrats d'accès au réseau avec le gestionnaire du réseau auquel sont raccordées les installations utilisatrices lorsque cette mission n'est pas expressément visée dans un marché public de fourniture d'électricité passé pour son compte. Une

copie de chacun des contrats ainsi passés sera adressée au coordonnateur avec l'état visé à l'annexe 3.

- 2.3 Chaque membre transmet au coordonnateur, avant le ...[date]... de chaque année, un état établi conformément à l'annexe 3 et contenant les informations nécessaires à la détermination aussi précise que possible de ses besoins en énergie électrique au cours de la période courant du ...[date cohérente avec art. 4]... au ... [date cohérente avec art. 4]... . La transmission de cet état vaut engagement de signer avec le ou les fournisseurs choisis, au terme de la procédure de sélection organisée par le groupement, un ou plusieurs marchés et/ou bons de commande de fourniture correspondant aux besoins ainsi indiqués.
- 2.4 Le syndicat d'électricité de... rend compte aux autres membres du groupement des conditions dans lesquelles s'est opérée la sélection des fournisseurs. Il tient à leur disposition les informations relatives à l'activité du groupement.
- 2.5 Conformément aux dispositions du VII de l'article 8 du code des marchés publics, la commission d'appel d'offres du groupement est celle du coordonnateur.

### **Article 3 – Dispositions financières**

La mission du syndicat d'électricité de... comme coordonnateur donne lieu au remboursement des frais de gestion exposés par le syndicat, conformément à l'annexe 4 à la présente convention.

Le prix des fournitures ainsi que les modalités de règlement sont fixés conformément aux documents contractuels afférents aux marchés signés par chacun des membres du groupement.

### **Article 4 – Durée et retrait**

Le présent groupement est constitué pour les consommations d'énergie électrique afférentes à la période courant du ...[date]... au ... [date ]...

Tout membre peut se retirer du groupement sous réserve d'en informer préalablement le coordonnateur par lettre recommandée au plus tard ... mois avant la fin de l'exécution du ou des marchés le concernant. Le retrait prend alors effet à la date de fin d'exécution de ce (ou de ces) marché(s).

### **Article 5 – Divers**

Tout membre du groupement a accès, sur sa demande, au contenu des annexes à la présente convention lesquelles sont modifiées en tant que de besoin pour tenir compte, notamment, des adhésions de nouveaux membres.

La présente convention a été établie en ... exemplaires originaux.

Fait à ..... Le  
Pour le membre fondateur

Fait à ..... le  
Pour le coordonnateur

Le Maire/Le Président

Le Président du syndicat d'électricité  
de ...

## **Annexe 1 à la convention constitutive du Groupement de commandes pour l'achat en commun d'énergie électrique de la région de ...**

### **Liste des membres du groupement**

Catégorie de fournitures : Électricité et services associés (suivi des consommations et facturations)
--

La convention constitutive du groupement de commandes a été passée

#### **Entre :**

Le syndicat de ...  
Etablissement public de coopération (intercommunale)

Représenté par son président

Coordonnateur du groupement,

#### **Et**

1/ La commune de ...

Représentée par Monsieur/Madame ....., Maire

2/ La communauté de communes/d'agglomération/urbaine de...,

Représentée par Monsieur/Madame ....., Président,

3/ .....  
(etc.)

Membres du groupement

## **Annexe 2 à la convention constitutive du Groupement de commandes pour l'achat en commun d'énergie électrique de la région de ...**

### **Volume estimé des besoins sur un an du Groupement**

Catégorie de fournitures : Électricité et services associés (suivi des consommations et facturations)
--

1/ Besoins estimés du syndicat d'électricité de ...

XXX kWh

2/ Besoins estimés de la commune de ...

YYY kWh

3/ Besoins estimés de la communauté de ...

ZZZ kWh

4/ .....

---

Total des besoins estimés du groupement : ..... kWh  
(acheminement compris/non compris) ..... euros hors taxes

## Annexe 3 à la convention constitutive du Groupement de commandes pour l'achat en commun d'énergie électrique de la région de ...

### Etat annuel des besoins en énergie électrique

Membre : Commune de .....  
 Communauté de .....  
 .....

#### 1/ Descriptif des installations utilisatrices

Identifiant du point de livraison ou du compteur	Adresse du point de livraison	N° Siret (le cas échéant)	Libellé du point de livraison (ex. : piscine x, école y. Eclairage public, place de l'Eglise ...)	Descriptif sommaire des usages de l'électricité (éclairage, chauffage, cuisine, bureautique, VMC, ascenseur, pompage ...)	Tarif actuel (avec code tarif)	Puissance souscrite (le cas échéant par plage horaire saisonnière)	Durée d'utilisation annuelle (heures)	Historique consommations annuelles (kWh)			Profil et sous-profil de rattachement (le cas échéant)
								N-3	N-2	N-1	
<b>TOTAUX</b>						?		?	?	?	

#### 2/ Besoins estimatifs pour la période du ... [date] ... au ... [date]...

- Puissance souscrite prévisionnelle :
- Durée d'utilisation annuelle prévisionnelle : ... heures
- Consommation prévisionnelle :.... kWh

#### Documents joints :

- Copie du (ou des) contrat(s) d'accès au réseau (si distinct du marché de fourniture)
- Plans des installations concernées
- Courbes de charges :
  - Mesurées (si compteur à courbe de charge télérelevée – courbes de charges des ... dernières années)
  - De référence (si rattachement à un profil standard)

## **Annexe 4 à la convention constitutive du Groupement de commandes pour l'achat en commun d'énergie électrique de la région de ...**

### **Frais de gestion**

Catégorie de fournitures : Électricité et services associés (suivi des consommations et facturations)
--

#### **1. Frais de gestion du syndicat :**

*Donner ici toutes indications sur le montant ou, tout au moins, les modalités de détermination du montant des frais de gestion que le syndicat pourra mettre en recouvrement auprès des autres membres du groupement : dépenses de personnel, fournitures et consommations diverses (fournitures de bureau, électricité, informatique, reprographie, frais postaux, frais téléphoniques...)*

#### **2. Répartition et règlement des frais de gestion :**

Les frais de gestion visés ci-dessus seront répartis entre l'ensemble des membres du groupement (y compris le coordonnateur) au prorata du coût des fournitures d'électricité facturées au titre de la même période.

Les services du coordonnateur procèdent aux opérations de liquidation afférentes au coût à la charge de chacun des membres du groupement au titre de ...[période]... et émettent les titres de recettes correspondants, dans un délai d'un mois à compter de la fin de la période concernée.

Les membres du groupement procèdent au mandatement des sommes dues au Syndicat coordonnateur dans le délai maximum d'un mois à compter de la réception du titre de recette.



### 3. MODELES DE CAHIERS DES CLAUSES ADMINISTRATIVES ET TECHNIQUES PARTICULIERES POUR LES MARCHES PUBLICS DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITE

#### 3.1. Cahier des clauses particulières d'un marché (ou d'un lot) afférent à des points de livraison équipés de compteur à courbes de charges télérelevées, avec contrat séparé pour l'acheminement :

<i>Hypothèses</i>			
a) le marché de fourniture ne comprend pas le contrat d'accès au réseau			
b) un cahier des clauses particulières unique			
<i>Numéro article</i>	<i>Titres et sous-titres</i>	<i>Libellé des dispositions</i>	<i>Observations et questions à approfondir</i>
En tête	<b>[Nom de la collectivité ou de l'établissement public de coopération ou du groupement de commandes (dans ce cas préciser le coordonnateur)]</b>		<i>Cf. modèle de convention de groupement de commande</i>
En tête	Fourniture d'énergie électrique pour ...[indiquer ici sommairement les installations et la période concernées]		<p><i>Conformément à l'article 27 du code des marchés publics, pour l'appréciation de la valeur du marché par rapport aux seuils de procédure, il convient de prendre en compte, au minimum la valeur de l'ensemble des fournitures homogènes correspondant aux besoins d'une année.</i></p> <p><i>Bien entendu, lorsque une durée pluriannuelle est prévue, il y a lieu de prendre en considération la valeur des fournitures homogènes sur l'ensemble de cette durée.</i></p> <p><i>Si le marché est à bons de commande (cf. articles 3 et 6), la durée ne peut en principe dépasser 4 ans consécutifs. Il ne paraît pas obligatoire de caler les dates de début et/ou de fin du marché sur le début ou sur la fin d'une année civile.</i></p> <p><i>Il semble d'ailleurs préférable d'éviter de caler le début et la fin du contrat sur l'année civile, de façon à organiser les opérations de remise en concurrence lors d'une période de moindre tension sur l'offre électrique (par exemple en début d'été).</i></p>
En tête	Cahier des clauses particulières		<i>Dans cette version de base, il n'est pas fait de distinction entre un cahier des clauses administratives particulières et un cahier des clauses techniques particulières, et un seul « cahier des clauses particulières » est dressé.</i>

			<p><i>Au demeurant, les contraintes et spécifications techniques relèvent des conditions de l'acheminement sur le réseau, et donc du contrat d'accès au réseau (non compris dans le présent modèle de marché de fourniture – cf. commentaire de l'article 1 ci-après). Le volet technique du présent CCP est donc limité à la définition de la courbe de charge à partir de laquelle les entreprises candidates pourront élaborer leurs offres (cf. article 4), ainsi qu'aux conséquences des choix de technologie de production (cf. article 10.1).</i></p> <p><i>D'autres spécifications techniques pourront néanmoins être précisées dans l'hypothèse où la prestation de fourniture serait assortie d'une intervention du fournisseur sur l'installation utilisatrice (par exemple, matériel de désensibilisation à certains défauts du courant).</i></p> <p><i>Le marché de fournitures est alors susceptible de relever de plusieurs familles homogènes différentes, ce qui peut affecter l'évaluation de son montant au regard des seuils de procédure de passation.</i></p> <p><i>Ainsi que cela résulte de l'article 5 du CCP, le CCAG Fournitures courantes et services demeure applicable au marché, à l'exception de ceux de ses articles visés à l'article 11 du CCP. Pour les questions et points non traités dans le présent CCP, il conviendra donc de se reporter au CCAG-FCS, ainsi, bien entendu, qu'au code des marchés publics.</i></p>
En tête	Adopté par [le conseil municipal/le comité syndical/le bureau...] le :.... 200□		<p><i>Mention seulement facultative. La jurisprudence administrative (Conseil d'Etat, 4 avril 1997, Préfet du Puy-de-Dôme c/commune d'Orcet ; Cour administrative d'appel de Lyon, 5 décembre 2002, Commune de Montélimar) considère en effet que la seule délibération vraiment obligatoire est celle qui intervient après le choix de l'entreprise titulaire du marché, pour autoriser l'exécutif à signer celui-ci. Il n'est donc pas indispensable de faire approuver les projets de documents contractuels avant le lancement de la procédure de consultation.</i></p>
1.	Objet du marché	L'objet du marché concerne la fourniture d'énergie électrique et le rattachement à un responsable d'équilibre, ainsi que les services associés (suivi des consommations et facturations – à préciser et compléter) en vue de pourvoir, pendant la période du ... [date] ... au ... [date]..., aux besoins en électricité des installations décrites dans le tableau de l'article 4	<p><i>Le présent cahier des charges ne concerne que la seule fourniture d'énergie électrique (assortie de services de base concernant notamment le suivi des consommations), la collectivité donneuse d'ordre devant passer, dans cette hypothèse, avec le gestionnaire du réseau de distribution un contrat distinct d'accès au réseau. Il est toutefois à noter que, conformément à l'article 23 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 (modifié par l'article</i></p>

		ci-après.	<p>52 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003), lorsqu'un fournisseur d'électricité, ayant conclu avec le GRD un contrat d'accès au réseau pour l'exécution des contrats de fourniture à des clients éligibles, assure la fourniture exclusive d'un site de consommation, le consommateur concerné n'est pas tenu de conclure lui-même un contrat d'accès aux réseaux pour ce site. Il résulte de cette disposition que la collectivité donneuse d'ordre ayant fait le choix d'un seul fournisseur pourra également décider d'inclure l'accès au réseau dans le marché de fourniture si le fournisseur a lui-même conclu le contrat d'accès, précité (cf. modèles de CCAP et CCTP pour un marché valant « contrat unique »).</p> <p>En pratique, le choix (qui ne correspond pas au présent modèle de CCP) du contrat unique (incluant l'acheminement) concernera surtout les points de livraison équipés de compteurs à index et rattachés à un profil.</p>
2	Allotissement	? [première version] : Sans objet	<p>Dans cette première version de l'article 2, il n'est pas prévu d'allotissement. Un seul fournisseur (jouant également le rôle de responsable d'équilibre) assurera donc la fourniture d'électricité pour l'ensemble des sites de la collectivité.</p>
		<p>? [seconde version] Le marché est réparti en lots ainsi que précisé ci-dessous :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- lot 1 : ...</li> <li>- lot 2 : ...</li> <li>- lot n : ...</li> </ul> <p>[exemple, pour une commune :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- lot 1 : ruban (base load)</li> <li>- lot 2 : pointe (peak load)</li> <li>- lot 3 : consommation ajustée (dentelle) – responsable d'équilibre] </li></ul>	<p>La collectivité donneuse d'ordre doit s'interroger sur le point de savoir si, compte tenu des profils de consommation de ses installations, il est ou non avantageux pour elle de prévoir un allotissement.</p> <p>Un allotissement améliore en effet la sécurité d'approvisionnement en diversifiant les sources et en facilitant la concurrence (si le choix est fait de distinguer un lot « dentelle », il semble logique de désigner le fournisseur titulaire de ce lot comme responsable d'équilibre).</p> <p>A contrario, pour les points de livraison télérelevés (seuls concernés, par hypothèse, par le présent modèle de CCP) la massification de l'ensemble des fournitures d'électricité en un seul marché conduit à un lissage, pouvant concourir à l'aplatissement de la courbe de charge ainsi qu'à un foisonnement des écarts (consommations ajustées), ce qui peut éventuellement concourir à une meilleure maîtrise des coûts.</p>
3.	Forme du marché	<p>Le marché est</p> <p><input type="checkbox"/> [première version] passé en application de l'article 81 b) du code des marchés publics.</p> <p>Le tableau figurant à l'article 4 ci-après</p>	<p>En ce qui concerne la forme du marché, l'article 81 du nouveau code des marchés publics, dans sa version issue du décret n°2004-15 du 7 janvier 2004, prévoit la possibilité de choix entre :</p>

		<p>fait apparaître à titre uniquement indicatif, les consommations annuelles probables pour chacun des points de livraison concernés.</p> <p><input type="checkbox"/> [seconde version] est un marché de bons de commande passé en application de l'article 81 a) du code des marchés publics.</p> <p>Le tableau figurant à l'article 4 ci-après faire apparaître, à titre uniquement indicatif, les consommations annuelles probables pour chacun des points de livraison concernés.</p> <p>Chaque bon de commande précise le ou les points de livraison concernés, la puissance souscrite correspondante ainsi que la période de consommation couverte par le bon de commande.</p>	<p>- le marché à bons de commande sans minimum ni maximum, avec remise en compétition en cours de marché ;</p> <p>- le marché de droit commun. Il est toutefois expressément spécifié qu'il n'est pas obligatoire d'indiquer la quantité précise d'énergie commandée dans le bon de commande ou dans le marché.</p> <p>Il en résulte que les hypothèses suivantes semblent pouvoir être distinguées :</p> <p>- achats de blocs fermes à un fournisseur autre que le responsable d'équilibre : marché de droit commun, avec indication précise des quantités d'énergie commandées dans le marché ;</p> <p>- achats de fourniture comprenant la consommation ajustée à un fournisseur jouant le rôle de responsable d'équilibre :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- consommation faiblement aléatoire : marché de droit commun sans indication précise de la quantité consommée.</li> <li>- consommation fortement aléatoire : marché à bons de commande sans minimum ni maximum (avec remise en compétition en cours de marché).</li> </ul> <p>Dans le présent CCP, le choix a été fait de l'absence d'indication précise des quantités commandées, qu'il s'agisse d'un marché de droit commun (convenant aux consommations faiblement aléatoire) ou d'un marché à bon de commande.</p> <p>Il est par ailleurs rappelé que, si le choix est fait d'un marché à bon de commande sans minimum ni maximum et avec remise en compétition en cours de marché (article 81 a) du code des marchés publics), il conviendra de prévoir, dans le règlement de la consultation, les conditions dans lesquelles le marché donne lieu à une mise en concurrence des titulaires, préalablement à l'émission de chacun des bons de commande, cette mise en concurrence portant alors sur le prix unitaire de l'énergie fournie.</p>
4.	Puissances indicatives par point de livraison et pour l'ensemble de la collectivité.	[Insérer sous cette rubrique le tableau ci-dessous]	La nécessité de fournir aux entreprises candidates les informations requises pour la formulation de leurs offres, impose à la collectivité donneuse d'ordre de produire la courbe de charge probable, issue des mesures des exercices antérieurs pour les points de livraison disposant d'une courbe de charge télérelevée (visés par le présent modèle de CCP).

Le tableau, à insérer sous le 4, est une simple illustration. Il doit être bien entendu conçu en fonction des particularités des sites de consommation concernés.

Lot n° ... (le cas échéant)															
Références du point de livraison ou du compteur : (à préciser à chaque fois) : - Numéro - Nature (bâtiment, installation...) - Adresse postale - Numéro SIRET... - Puissance de raccordement limite - Tension d'alimentation - Fréquence	Prévisions de puissance moyenne appelée par demi-heure (kVA)										Consommation annuelle probable (kWh)				
	Janv.					fev		mar	...		dec				
	Jour 1					Jour 31					ld.	ld.		ld.	
	$\frac{H_1}{2}$	$\frac{H_2}{2}$	$\frac{H_3}{2}$	...	$\frac{H_{48}}{2}$	...	$\frac{H_1}{2}$	...	$\frac{H_{48}}{2}$	ld.	ld.	...	ld.		
Point de livraison n°1 ...															
Point de livraison n° 2 ...															
...															
Total collectivité	?	?	?		?	...	?		?	ld.	ld.	...	ld.	?	

Numéro article	Titres et sous-titres	Libellé	Observations et questions à approfondir
5	Documents contractuels		<i>Les articles 11 à 13 du code des marchés publics définissent les documents constitutifs d'un marché public</i>
5.1	Pièces particulières	acte d'engagement, le présent cahier des clauses particulières	
5.2	Pièces générales (non jointes)	Cahier des clauses administratives générales applicables aux achats publics de fournitures courantes et de services (approuvé par le décret n°77-699 du 27 mai 1977 modifié).	
5.3	Autres pièces	Bons de commande	<i>(le cas échéant)</i>
5.4	Annexes	<input type="checkbox"/> (existence d'un modèle de contrat CARD validé) le modèle de contrat CARD annexé au cahier des charges du contrat de concession de la distribution publique d'électricité/au règlement de service de la régie de distribution publique d'électricité	<i>Pour éviter toute ambiguïté, il paraît utile d'annexer au marché de fourniture, pour information, le modèle réglementaire de contrat CARD validé par l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité sur le territoire de laquelle se trouvent les points de livraison concernés par</i>

		<input type="checkbox"/> (pas de modèle de contrat CARD validé) copie du contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité passé par la personne publique acheteuse.	<p>le marché.</p> <p>A défaut de modèle validé (hypothèse assez probable dans la phase de transition correspondant aux premiers mois d'éligibilité des collectivités locales), il pourrait être annexé, pour information, le contrat CARD effectivement passé par la collectivité avec le GRD, à condition toutefois que ce contrat préexiste au marché de fourniture.</p>
6	Durée de validité du marché et délais et durée d'exécution des prestations		
6.1	Durée de validité du marché	<p>La durée de validité du marché est fixée à ..., avec possibilité de le reconduire ... fois pour la même durée. La décision de reconduction sera notifiée, avant le ... de la période précédant la période concernée par la reconduction, par écrit au titulaire, qui devra faire connaître par écrit sa décision d'acceptation ou de refus dans un délai de .... jours à compter de cette notification.</p>	<p>La durée de validité d'un marché à bons de commandes est la période durant laquelle les bons de commande peuvent être émis. Elle est limitée en principe à 4 ans, reconduction comprise. Les marchés non fractionnés peuvent également faire l'objet de reconductions, sous réserve de la nécessité d'une remise en concurrence périodique (article 15 du code des marchés publics).</p> <p>Le titulaire ne peut en principe refuser la reconduction, sauf stipulation contraire du marché, à l'instar de ce que propose le présent CCP.</p> <p>En ce qui concerne la fin du marché, le renvoi au CCAG Fournitures courantes et services (Art. 5.2 et 11 du CCP) rend opposable le chapitre V du CCAG, relatif à la résiliation du marché, sans qu'il soit nécessaire de reprendre ces dispositions dans leur intégralité dans le présent CCP.</p>
6.2	Délais et durée d'exécution des prestations	<input type="checkbox"/> [marché non fractionné] la notification du marché vaudra ordre d'exécution à compter du 1 <sup>er</sup> du mois suivant, à zéro heure, et pour la durée de validité du marché. Le présent marché ne pourra donner lieu à aucune fourniture d'énergie électrique au-delà du terme de cette durée de validité  <input type="checkbox"/> [marché à bons de commande] Un bon de commande indiquant les points de livraison concernés, la puissance souscrite et la période de consommation couverte sera émis au moins ... jours ouvrables avant le début de chacune des périodes de consommation annuelles ou, le cas échéant, infra - annuelles correspondantes. Il prendra effet à compter du 1 <sup>er</sup> du mois suivant son émission, à zéro heure.	<p>Il y a lieu de distinguer ici selon que le marché est de droit commun ou fractionné</p>

		<p>En cas de modification des installations consommatrices rendant nécessaire une modification de la puissance mise à disposition par le fournisseur, des bons de commande supplémentaires précisant la puissance souscrite additionnelle et comportant en annexe, le cas échéant, la courbe de charge prévisionnelle de l'installation modifiée ou ajoutée, seront émis au moins ... jours ouvrables avant le début de la période de consommation concernée.</p> <p>La puissance sera mise à disposition par le fournisseur pendant la durée indiquée par le bon de commande. Le présent marché ne pourra donner lieu à aucune fourniture d'énergie électrique au-delà de cette durée.</p>	
7.	Relations avec le distributeur et RTE.	<p>Conformément à l'article 6.1 des conditions générales du modèle de contrat d'accès au réseau de distribution, annexé au cahier des charges de la concession de distribution publique d'énergie électrique de .../ au règlement de service de la régie de distribution d'électricité de ..., le fournisseur doit signer un contrat de responsable d'équilibre avec RTE, ainsi qu'un contrat spécifique de mise en œuvre de la fonction de responsable d'équilibre avec le distributeur.</p> <p>Copie de l'acte d'engagement sera remise au distributeur par la collectivité/l'établissement à titre de notification :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- de l'identité du fournisseur ;</li> <li>- de l'accord de rattachement au périmètre d'un responsable d'équilibre, au sens de l'article 6.2.1.1. du contrat d'accès au réseau de distribution.</li> </ul> <p>Par ailleurs, lorsqu'il est établi hors de France, le fournisseur doit signer un accord de participation aux règles d'accès au réseau public de transport français pour des importations et des exportations ou un accord spécifique pour la participation au processus d'allocation du capacité (pour les interconnexions avec l'Angleterre, l'Italie et la Belgique).</p>	<p><i>L'article 7 proposé ici correspond au fait que le fournisseur unique (pas d'allotissement) est également choisi comme responsable d'équilibre par la personne publique donneuse d'ordre. En particulier, la consommation ajustée (assurée par le fournisseur d'équilibre) est totalement intégrée dans le marché public de fourniture (première version de l'article 2 du CCP).</i></p> <p><i>Il ne paraît donc pas possible (compte tenu des contraintes du droit des contrats et marchés publics) de traiter des diverses questions afférentes à la mission du responsable d'équilibre par des contrats distincts du marché public lui-même, d'où l'utilisation de l'acte d'engagement comme « équivalent » de l'accord de rattachement visé par l'article 6.2.1.1 des conditions générales du contrat CARD.</i></p> <p><i>Dans le souci de faciliter le contrôle, par le GRD, de la consistance des périmètres d'équilibre, il est par ailleurs prévu que le titulaire du marché informe le GRD de la survenue prochaine du terme définitif du marché (non reconduction) ce qui ne fait pas obstacle à ce que la collectivité entreprenne une démarche analogue dans le cadre de l'application du contrat d'accès au réseau qu'elle aura elle-même passé directement avec le GRD.</i></p> <p><i>Pour mémoire, on trouvera ci-dessous des extraits des Conditions Générales du modèle de Contrat d'Accès au Réseau de Distribution d'Electricité (CARD), qui, pour être juridiquement opposable à la personne publique acheteuse, doit être annexé au</i></p>

		<p>Au plus tard le ... avant le terme définitif du marché, le titulaire devra informer le gestionnaire du réseau de distribution de ce terme, sans préjudice des obligations mises à la charge de la personne publique dans le cadre du contrat d'accès au réseau qu'elle aura passé avec ce gestionnaire.</p>	<p><i>cahier des charges de la concession de distribution d'électricité (ou au règlement de service de la régie de distribution), ce qui lui confère une portée réglementaire.</i></p> <p><b>« 6.1 Désignation des Fournisseurs</b></p> <p><i>Le Client doit informer le Distributeur de l'identité de son (ses) fournisseur(s) d'énergie électrique, par lettre recommandée avec avis de réception.</i></p> <p><i>Le (les) fournisseur(s) ainsi désigné(s) doit (doivent) avoir signé un contrat de Responsable d'Equilibre avec RTE et un contrat spécifique (contrat de mise en œuvre de la fonction de Responsable d'Equilibre) avec le Distributeur. »</i></p> <p><b>« 6.2 Désignation du Responsable d'Equilibre</b></p> <p><b>6.2.1 Modalités de désignation du Responsable d'équilibre</b></p> <p><i>Le Client doit désigner, conformément aux règles exposées ci-après, un Responsable d'Equilibre au Périmètre duquel le Site est rattaché.</i></p> <p><i>L'identité du Responsable d'Equilibre figure dans les Conditions Particulières du présent contrat.</i></p> <p><b>6.2.1.1. Désignation d'un Responsable d'Equilibre autre que le Client</b></p> <p><i>Le Client peut désigner un tiers comme Responsable d'Equilibre. Dans ce cas, il doit adresser au Distributeur par lettre recommandée avec avis de réception un accord de rattachement conforme au modèle joint en annexe. Cet accord doit impérativement être signé par le Responsable d'Equilibre et le Client.</i></p> <p><i>Le Client autorise le Distributeur à communiquer au Responsable d'Equilibre au périmètre duquel il est rattaché, la consommation ajustée, définie comme la différence entre la consommation soutirée et les fournitures fermes déclarées pour le Site. Les Parties conviennent que la signature du présent contrat vaut autorisation au sens de l'article 2 II du décret n° 2000-630 du 16 juillet 2001.</i></p> <p><b>6.2.1.2. Désignation du Client comme Responsable d'Equilibre.</b></p> <p><i>Le Client peut se désigner lui-même comme Responsable d'Equilibre. Dans ce dernier cas, il doit signer les contrats visés à l'article 6.1 des Conditions Générales. »</i></p> <p><i>Par ailleurs, bien que le présent CCP ne</i></p>
--	--	--	---

			<i>concerne que la fourniture d'électricité, le contrat d'accès au réseau étant signé séparément par la collectivité, il est proposé de confier au fournisseur établi en France la passation, avec RTE de l'accord de participation pour l'importation d'énergie électrique en France.</i>
8	Prix		
8.1	Forme des prix	<p>Le marché sera traité à prix unitaires.</p> <p>Les prix sont établis hors taxes (TVA, contribution au service public de l'électricité, taxe sur l'électricité) après importation éventuelle sur le territoire français. Ils tiennent compte de toutes les sujétions nécessaires à l'exécution des services et missions annexes, et en particulier, de toutes sujétions de montage et de raccordement d'équipement, de mesure et de contrôle que le titulaire du marché jugerait éventuellement nécessaire.</p> <p>Le fournisseur, s'il est établi hors de France, prendra à sa charge tous les frais et taxes à régler le cas échéant au transporteur d'énergie pour l'acheminement de l'électricité jusqu'à la frontière française, ainsi que dans le cadre de l'accord de participation qu'il conclura avec RTE.</p>	<p><i>Les pratiques actuellement observées sur le marché des consommateurs éligibles attestent de la grande variabilité des solutions tarifaires pratiquées pour la rémunération de la fourniture d'énergie électrique.</i></p> <p><i>Les articles 8.1 1 à 8.1.4 dressent une sorte de typologie d'options tarifaires possibles, dont la collectivité publique pourra bien entendu ne conserver que celles de son choix (en ne retenant qu'une formule unique, ou en demandant aux candidats de faire plusieurs propositions alternatives sur la base des différentes options indiquées), d'autres formules tarifaires, non visées à l'article 8.1., étant néanmoins concevables (par exemple, prix applicable à l'intérieur d'un « tunnel » de puissances appelées, encadrant la courbe de charge probable, avec une majoration de ce prix en cas de sortie du tunnel par excès ou par défaut).</i></p> <p><i>Il est à noter que l'article 81 du code des marchés publics ne vise que l'hypothèse des marchés à prix unitaire (par opposition aux marchés à prix forfaitaire), qu'il s'agisse des marchés à bons de commande ou des marchés de droit commun.</i></p>
8.1.1	Solution de base	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) énergie : prix unitaire unique d'un kWh fourni</li> <li>2) autres fournitures : ...</li> <li>3) services associés : ...</li> </ol>	<i>Si des services associés voire d'autres fournitures sont prévus et s'ils doivent être facturés séparément, il convient de prévoir un bordereau de prix distinguant le prix de l'électricité et celui de chacun des autres articles.</i>
8.1.2	Option n° 1	solution de base assortie de variations horosaisonnnières	<i>La mise en œuvre de variations horosaisonnnières peut correspondre notamment à la distinction entre le ou les bloc(s) ferme(s) de base et de pointe (partie non aléatoire du marché) et la consommation ajustée (consommation excédant les blocs fermes). Les blocs fermes (comportant eux-mêmes, le cas échéant, le « base load » et le « peak load ») peuvent en effet être facturés aux tarifs « base load » et « peak load », la consommation ajustée l'étant alors au prix d'un kWh de crête reflétant le coût de la consommation ajustée auprès de RTE..</i>

			<p>Puissance appelée</p> <p>temps</p> <p>□ = facturation au prix de crête      ■ = facturation au prix « peak load »      ■ = facturation au prix « base load »</p>
8.1.3	Option n° 2	distinction d'une prime fixe d'abonnement, et d'un prix unitaire par kWh fourni	
8.1.4	Option n° 3	Option n° 2 assortie de variations horosaisonnnières	
8.2	Unité monétaire	Tous les prix seront établis en euros	
8.3	Prix de règlement	<p>1) Electricité :</p> <p>Le prix de l'électricité est ajusté par référence au prix du MWh de base/de pointe <sup>(1)</sup> publié par ....</p> <p>Pour chaque facturation, le rapport entre la dernière valeur connue du prix du MWh de base/de pointe et la valeur de ce prix à la date d'établissement du prix du marché constitue le coefficient d'ajustement, dans la limite d'un maximum de + ... % en valeur annuelle.</p> <p><sup>(1)</sup> selon la nature du « produit » concerné</p> <p>2) Autres fournitures et services :</p> <p>...</p>	<p><i>La réglementation applicable aux variations de prix (prix ferme actualisable, prix ajustable, prix révisable) résulte de l'article 17 du code des marchés publics.</i></p> <p><i>La question du prix de règlement renvoie évidemment aux anticipations que l'on peut faire sur les évolutions du marché (au sens économique) de l'électricité pendant l'exécution du marché public.</i></p> <p><i>Pour limiter le risque d'appel à la concurrence infructueux par carence de l'offre, les clauses de prix doivent être suffisamment attractives pour les fournisseurs, sans pour autant compromettre l'intérêt de la collectivité.</i></p> <p><i>Le choix d'un prix ajustable par référence à une série de prix (ou à un indice de prix) publiée permet de réduire le risque du fournisseur et de l'inciter à proposer une offre plus concurrentielle car n'incorporant pas la prime implicite d'assurance qu'induirait un prix ferme sur une période plurimensuelle, voire pluriannuelle.</i></p> <p><i>La difficulté est sans doute de trouver actuellement des références de prix incontestables, parmi les différentes séries disponibles (prix de l'électricité publiés par Eurostat ; indice Platts ; cours Powernext ...) qui, soit sont publiées avec retard (Eurostat), soit sont issues de méthode peu transparentes, dépourvues de validation officielle (Platts), soit ne reflètent qu'une partie seulement des transactions (Powernext).</i></p> <p><i>En tout état de cause, il est recommandé d'insérer une clause butoir, compte tenu de l'extrême volatilité du prix de l'électricité</i></p>

			<i>constatée notamment sur les bourses européennes.</i>
8.4	Modalités de règlement		
8.4.1	Avance forfaitaire	<p>Conformément à l'article 87 du code des marchés publics, il sera versé au titulaire une avance forfaitaire d'un montant égal à 5% :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> de la valeur annuelle TTC estimée du marché</li> <li><input type="checkbox"/> de la valeur annuelle TTC estimée du bon de commande</li> </ul> <p>Le remboursement de l'avance forfaitaire, effectué par précompte sur les sommes dues ultérieurement au titulaire, commence lorsque le montant des fournitures facturées atteint ou dépasse 65 % du montant TTC estimé. Le remboursement doit être terminé lorsque ce pourcentage atteint 80 %.</p>	<p><i>Il est rappelé que l'article 87 du code des marchés publics impose désormais aux collectivités locales et à leurs établissements le versement de l'avance forfaitaire lorsque le montant initial du marché est supérieur à 50 000 € HT.</i></p> <p><i>Compte tenu de l'impossibilité pratique (dans le cas particulier de la fourniture d'électricité comprenant la consommation ajustée) de déterminer dans le marché ou dans chaque bon de commande le montant exact des fournitures qui seront exécutées au cours de la période (cf. commentaires sur l'article 3 ci-dessus), il est proposé ici de calculer l'avance forfaitaire sur la base de la valeur TTC du montant probable.</i></p>
8.4.2	Périodicité et pièces justificatives des règlements	<p>1) Electricité :</p> <p>Dans un délai d'un mois suivant l'expiration de chaque trimestre d'exécution du marché, le titulaire remet à la personne publique une facture afférente aux consommations globales de la personne publique pour le trimestre écoulé, ainsi que, le cas échéant, à la prime fixe due par elle, accompagnée d'un feuillet de gestion détaillé faisant apparaître, pour chaque point de livraison, la puissance souscrite auprès du gestionnaire de réseau, la puissance déclarée par le marché/le bon de commande émis par la personne publique, la quantité d'énergie électrique consommée au cours du mois, ventilée, le cas échéant, par catégorie de prix unitaire, la durée d'utilisation de la puissance déclarée, la courbe de charge constatée, le ou les prix unitaire(s) applicables, le cas échéant après application de la clause de variation de prix prévue à l'article 8.3 du présent cahier des charges, le prix unitaire moyen HT par kWh, le montant total HT facturé, le montant total TTC facturé, le prix moyen TTC par kWh.</p> <p>La personne responsable du marché accepte ou rectifie la facture ou le feuillet de gestion. Elle les complète</p>	<p><i>L'établissement du feuillet de gestion et de la facture par le fournisseur titulaire du marché est dépendant du comptage effectué par le gestionnaire du réseau et des informations transmises par celui-ci au fournisseur.</i></p> <p><i>Conformément à l'article 89 du code des marchés publics, la périodicité du versement des acomptes est fixée au maximum à trois mois (un mois lorsque le titulaire le demande).</i></p> <p><i>Le montant d'un acompte ne doit en aucun cas excéder la valeur des prestations auxquelles il se rapporte.</i></p> <p><i>Il en résulte qu'il semble juridiquement délicat de prévoir le versement d'acomptes sur la base de factures simplement estimées, dès lors que le système d'information du fournisseur ne permettrait pas de garantir que le montant de la facture estimée est bien, en toute hypothèse, inférieur au montant de la fourniture effectuée.</i></p> <p><i>Pour cette raison, la rédaction proposée pour l'article 8.3.2 suppose que les relevés de compteurs seront effectués au moins trimestriellement.</i></p> <p><i>Il est bien entendu loisible à chaque collectivité d'enrichir le contenu des obligations d'information à la charge du titulaire, dans le cadre par exemple d'un suivi des consommations par voie électronique (Internet ...)</i></p>

		<p>éventuellement en faisant apparaître les remboursements d'avances forfaitaires par précompte, ainsi que les réfections et pénalités applicables en cas de manquements ou défaillance du titulaire.</p> <p>Le montant de la somme à régler au titulaire est arrêté par la personne responsable du marché. Il est notifié au titulaire si la facture ou le feuillet de gestion ont été modifiés ou complétés comme il est dit à l'alinéa précédent. Passé un délai de trente jours à compter de cette notification, le titulaire est réputé, par son silence, avoir accepté ce montant.</p> <p>2) autres fournitures et services :</p> <p>...</p>	
8.4.3	Délai global de paiement et intérêts moratoires	<p>Le délai global de paiement ne peut excéder 45 jours à compter de la date de réception par les services de la personne publique de la facture accompagnée du feuillet de gestion correspondant.</p> <p>Le défaut de paiement dans le délai prévu à l'alinéa précédent fera courir de plein droit, et sans autre formalité, des intérêts moratoires dans les conditions prévues par l'article 96 du code des marchés publics.</p>	<i>Cf. article 96 du code des marchés publics</i>
9	Interruptions de fourniture et défaillance du titulaire	<p>Conformément à l'article 32 du cahier des clauses administratives générales, l'augmentation éventuelle des dépenses résultant d'une substitution d'un gestionnaire de réseau ou d'un autre fournisseur assurant la fourniture d'énergie électrique aux lieu et place du titulaire défaillant est à la charge de celui-ci.</p>	<p><i>La fourniture d'électricité étant par hypothèse (pour la présente version de CCP) assurée, pour un site donné, par un fournisseur unique remplissant le rôle de responsable d'équilibre, toute défaillance de ce fournisseur dans l'injection d'énergie induit l'intervention du gestionnaire de réseau si la défaillance est momentanée, et la désignation, par la collectivité donneuse d'ordre, d'un autre fournisseur si la défaillance est définitive (faillite). Si le mécanisme de responsable d'équilibre suffit en principe à garantir que les surcoûts de cette fourniture de secours assurée par un gestionnaire de réseau soient à la charge du responsable d'équilibre momentanément défaillant, une sage précaution paraît être néanmoins de prévoir expressément dans le marché que l'exécution de la prestation au lieu et place du fournisseur défaillant se fait dans tous les cas (défaillance courte et momentanée, prise en compte dans le cadre du mécanisme de responsable d'équilibre, ou défaillance longue, voire définitive, nécessitant la désignation d'un autre fournisseur pour la période résiduelle à couvrir) aux frais de celui-ci, conformément à</i></p>

			<p><i>la règle habituelle en matière de marchés publics, reprise à l'article 32 du CCAG-FCS.</i></p> <p><i>En revanche, ainsi que cela est indiqué ci-dessus, le consommateur final est techniquement insensible aux défauts de qualité de l'électricité à l'injection. Il en résulte que le marché de fourniture ne traite pas des caractéristiques du produit livré, ni des garanties susceptibles de couvrir les défauts éventuels. La retenue de garantie et le cautionnement paraissent donc a priori ici sans objet, sauf si le niveau de qualité exigé pour les prestations de service associées à la fourniture d'énergie proprement dite le justifie.</i></p> <p><i>On peut noter cependant que le présent modèle de CCP rend possible l'application, par la personne responsable du marché, de réfections sur le montant facturé par le fournisseur (notamment au titre des prestations de service sus évoquées), conformément au deuxième alinéa de l'article 8.4.2., ainsi qu'à l'article 21.24 du CCAG, rendu expressément applicable par renvoi de l'article 5 du présent CCP.</i></p>
10	Modalités techniques d'exécution des prestations et normes applicables		
10.1	Sources d'énergie primaire utilisées	<p><input type="checkbox"/> [première version] Après la notification du marché, le fournisseur communiquera à la personne publique la contribution, certifiée par Observ'er ou un organisme équivalent, de chaque source d'énergie à la totalité des sources d'énergie utilisées par ce fournisseur au cours de l'année civile précédente, ou, si les données correspondantes ne sont pas encore disponibles, de la pénultième année. Il la tiendra également dûment informée de toute modification affectant cette répartition pendant l'exécution du marché.</p> <p><input type="checkbox"/> [seconde version] Au moins ... % de sources d'énergie utilisées par le fournisseur devront provenir des sources d'énergie primaire suivantes :</p> <p>.....</p> <p>Le fournisseur communiquera chaque année, à la personne</p>	<p><i>La directive européenne n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit l'obligation, pour les fournisseurs, d'indiquer dans les contrats de fourniture la répartition par source d'énergie primaire de la provenance de l'électricité fournie.</i></p> <p><i>Par ailleurs, l'article 14 du code des marchés publics prévoit la possibilité d'insérer des obligations environnementales dans les modalités d'exécution des marchés publics. Son article 53 fait même des « performances en matière de protection de l'environnement » de l'offre un possible critère de jugement.</i></p> <p><i>Il est donc loisible à la personne publique, au choix, soit de se limiter à imposer à son fournisseur une obligation d'information sur la répartition de l'électricité par source d'énergie primaire, soit de rendre obligatoire un recours minimal à certaines sources d'énergie plus vertueuses sur le plan environnemental, à condition que cette obligation n'ait pas d'effet discriminatoire sur les candidats, et en</i></p>

		publique, toutes pièces justificatives (certificats Observ'er ou équivalent) du respect de cette obligation.	<p>contrepartie, le cas échéant, de l'acceptation d'un prix plus élevé que celui qui résulterait d'une offre d'électricité d'origine nucléaire ou thermique classique.</p> <p>Lorsque le critère environnemental est retenu pour la sélection de la meilleure offre, le niveau d'engagement du titulaire en matière d'utilisation des sources renouvelables pourra devenir la référence contractuelle pour l'article 10.1.</p>
10.2	Normes applicables	...	<p>Conformément à l'article 6 du code des marchés publics, le CCP doit viser celles des normes qui couvrent un champ de la prestation objet du marché. Toutefois, la qualité technique du « produit électricité » tel qu'il est soutiré par le consommateur, dépend du réseau – et relève donc à ce titre de la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution – et non des modalités d'injection de l'énergie électrique dans le réseau.</p> <p>La pertinence du visa de normes techniques dans un marché de fourniture d'électricité reste donc à vérifier. L'inclusion éventuelle de services associés dans l'objet du marché pourrait toutefois conduire au visa de normes de services à l'article 10.2.</p>
11	Dérogations au CCAG Fournitures courantes et services	<p>Le présent marché déroge aux articles ou parties d'articles ci-dessous du CCAG FCS :</p> <p>4 (cautionnement ou retenue de garantie)</p> <p>8 (périodicité mensuelle du règlement)</p> <p>10 (délais d'exécution)</p> <p>11 (montant des pénalités pour retard)</p> <p>12 (matériels, objets et approvisionnements confiés au titulaire)</p> <p>13 (stockage des fournitures chez le titulaire)</p> <p>14 (emballage et transport)</p> <p>15 (livraison des fournitures)</p> <p>16 (surveillance en usine)</p> <p>17 (contrôle des prix de revient)</p> <p>22 (transfert de propriété)</p> <p>23 (garantie)</p>	<p>La majorité des dérogations au CCAG-FCS concernent les articles liés au caractère matériel et stockable du produit fourni, à sa réception et aux garanties qui lui sont attachées.</p> <p>Bien que les marchés de fourniture d'électricité traitent essentiellement de conditions commerciales (la qualité de l'électricité – consommée instantanément, dès sa fourniture, car non stockable - étant dépendante du réseau), il peut toutefois être utile à la personne publique de revendiquer le bénéfice des dispositions du CCAG – FCS afférentes aux vérifications qualitatives et aux décisions de réfaction, pour les prestations de service associées à la fourniture de l'électron (suivi des consommations ...). Les articles du CCAG correspondant à ces dispositions (article 9 , 18 à 21) ne sont pas visés dans les dérogations de l'article II du CCP, ce qui implique a contrario qu'elles s'appliquent pleinement.</p>

### 3.2. Marché (ou lot) valant « contrat unique » couvrant la fourniture et l'acheminement :

#### 3.2.1 Cahier des clauses administratives particulières (CCAP)

<i>Hypothèses</i>			
<i>a) le marché de fourniture comprend le contrat d'accès au réseau</i>			
<i>b) le titulaire assure la totalité de la fourniture d'énergie (ajustement compris) pour un point de livraison donné</i>			
<b>Numéro article</b>	<b>Titres et sous-titres</b>	<b>Libellé des dispositions</b>	<b>Observations et questions à approfondir</b>
En tête	<b>[Nom de la collectivité ou de l'établissement public de coopération ou du groupement de commandes (dans ce cas préciser le coordonnateur)]</b>		Cf. modèle de convention de groupement de commande
En tête	Fourniture et acheminement d'énergie électrique pour ...[indiquer ici sommairement les installations et la période concernées]		<p>Conformément à l'article 27 du code des marchés publics, pour l'appréciation de la valeur du marché par rapport aux seuils de procédure, il convient de prendre en compte, au minimum la valeur de l'ensemble des fournitures homogènes correspondant aux besoins d'une année.</p> <p>Dans l'hypothèse du « contrat unique » retenue ici, la prise en considération de l'acheminement, en sus de la fourniture, ne compromet pas le caractère homogène de l'objet du marché, l'acheminement n'étant rien d'autre que la fonction « livraison » (visée par le CCAG – FCS) déclinée dans le cas particulier de l'électricité.</p> <p>Bien entendu, lorsque une durée pluriannuelle est prévue, il y a lieu de prendre en considération la valeur des fournitures homogènes sur l'ensemble de cette durée.</p> <p>Si le marché est à bons de commande (cf. articles 3 et 6), la durée ne peut en principe dépasser 4 ans consécutifs. Il ne paraît pas obligatoire de caler les dates de début et/ou de fin du marché sur le début ou sur la fin d'une année civile.</p> <p>Il semble d'ailleurs préférable d'éviter de caler le début et la fin du contrat sur l'année civile, de façon à organiser les opérations de remise en concurrence lors d'une période de moindre tension sur l'offre électrique (par exemple en début d'été).</p>
En tête	Cahier des clauses administratives		Dans cette version correspondant au « contrat unique », l'importance des clauses

	particulières		<p><i>techniques liées à l'acheminement justifie que deux cahiers des clauses particulières – administratives et techniques – soient dressés distinctement.</i></p> <p><i>Ainsi que cela résulte de l'article 5 du CCAP, le CCAG Fournitures courantes et services demeure applicable au marché, à l'exception de ceux de ses articles visés à l'article 11 du CCAP qui sont soit inapplicables, soit applicables seulement en partie. Pour les questions et points non traités dans le présent CCAP, il conviendra donc de se reporter au CCAG-FCS, ainsi, bien entendu, qu'au code des marchés publics.</i></p>
En tête	Adopté par [le conseil municipal/le comité syndical/le bureau...] le :.... 200□		<p><i>Mention seulement facultative. La jurisprudence administrative (Conseil d'Etat, 4 avril 1997, Préfet du Puy-de-Dôme c/commune d'Orcet ; Cour administrative d'appel de Lyon, 5 décembre 2002, Commune de Montélimar) considère en effet que la seule délibération vraiment obligatoire est celle qui intervient après le choix de l'entreprise titulaire du marché, pour autoriser l'exécutif à signer celui-ci. Il n'est donc pas indispensable de faire approuver les projets de documents contractuels avant le lancement de la procédure de consultation.</i></p>
1.	Objet du marché	<p>L'objet du marché concerne la fourniture d'énergie électrique et son acheminement sur le réseau, ainsi que les services associés (suivi des consommations et facturations) en vue de pourvoir, pendant la période du ... [date] ... au ... [date]..., aux besoins en électricité des installations décrites dans le cahier des clauses techniques particulières (CCTP) du présent marché. Les travaux de raccordement des nouveaux points de livraison de relèvent pas du présent marché et font l'objet de demandes adressées directement par la personne publique au maître d'ouvrage.</p>	<p><i>Le présent cahier des charges concerne la fourniture d'énergie électrique (assortie de services de base concernant le suivi des consommations), ainsi que l'accès au réseau, conformément à l'article 23 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 (modifié par l'article 52 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003), qui prévoit que lorsqu'un fournisseur d'électricité, ayant conclu avec le GRD un contrat d'accès au réseau pour l'exécution des contrats de fourniture à des clients éligibles, assure la fourniture exclusive d'un site de consommation, le consommateur concerné n'est pas tenu de conclure lui-même un contrat d'accès aux réseaux pour ce site. Il résulte de cette disposition que la collectivité donneuse d'ordre ayant fait le choix d'un seul fournisseur pourra également décider d'inclure l'accès au réseau dans le marché de fourniture si le fournisseur a lui-même conclu le contrat d'accès précité.</i></p> <p><i>En pratique, ce choix du contrat unique (incluant l'acheminement) concernera préférentiellement surtout les points de livraison équipés de compteurs à index et rattachés à un profil.</i></p> <p><i>Il résulte de l'entremise du fournisseur entre la personne publique acheteuse et le GRD que le marché valant « contrat unique » doit</i></p>

		<p><i>entretenir des relations de cohérence avec le contrat « GRD – fournisseur » (usuellement appelé « GRD – F »). Cette cohérence sera juridiquement garantie par le respect de la hiérarchie des normes, lorsque le modèle de contrat GRD –F, annexé au contrat de concession de la distribution publique d'électricité (ou, le cas échéant, au règlement de service de la régie de distribution), aura acquis de ce fait une valeur réglementaire le rendant juridiquement opposable (pour les stipulations relatives à l'acheminement) aux contrats uniques passés par les clients avec leurs fournisseurs d'électricité.</i></p> <p><i>Dans l'hypothèse où le cahier des charges de concession ou le règlement de service de régie n'auraient pas encore validé un modèle de contrat GRD – F (hypothèse vraisemblable en phase de transition du système électrique), il conviendrait d'annexer au marché le contrat GRD – F effectivement passé par le titulaire avec le gestionnaire du réseau de distribution, et de substituer des renvois à ce contrat particulier aux renvois au modèle (réglementaire) validé par l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité . Une vigilance toute particulière serait alors requise sur la nécessité de préciser expressément dans le CCAP et le CCTP que les stipulations du contrat GRD – F contraires au droit des marchés publics ne peuvent évidemment être opposées par le titulaire à la personne publique acheteuse (ainsi, par exemple, d'éventuelles clauses du contrat GRD – F visant la possibilité, pour le fournisseur, de résilier unilatéralement le contrat de fourniture passé avec son client, et d'obtenir concomitamment du GRD l'interruption de l'alimentation électrique du client : dans un marché public, seul l'acheteur public dispose du pouvoir de résiliation unilatérale).</i></p> <p><i>Il est à noter que, dans le cas du contrat unique, la désignation du responsable d'équilibre devrait être du ressort du fournisseur, sur la base du contrat GRD – F. Cette désignation n'a donc pas été opérée dans le cadre du marché valant contrat unique.</i></p> <p><i>De même, les opérations de raccordement physique au réseau de nouveaux points de livraison ne sont pas comprises dans l'objet du marché de fourniture et d'acheminement de l'électricité. Les travaux de raccordement, qui peuvent relever de différents maîtres d'ouvrages (GRD, autorité organisatrice de la distribution d'électricité, voire aménageur de</i></p>
--	--	---

			zone ou lotisseur), sont régis pas des dispositions spécifiques du code de l'urbanisme, du code général des collectivités territoriales, de la loi du 10 février 2000 sur l'électricité, et des cahiers des charges des concessions (ou des règlements de service des régies) et font l'objet de demandes ou de conventions distinctes.
2	Allotissement	? [première version] : Sans objet	Dans cette première version de l'article 2, il n'est pas prévu d'allotissement. Un seul fournisseur assurera donc la fourniture d'électricité et l'interface avec le GRD (pour l'acheminement) pour l'ensemble des sites de la collectivité.
		? [seconde version] Le marché est réparti en lots ainsi que précisé ci-dessous : <ul style="list-style-type: none"> <li>- lot 1 : ...</li> <li>- lot 2 : ...</li> <li>- lot n : ...</li> </ul> [exemple, pour une commune : <ul style="list-style-type: none"> <li>- lot 1 : points de livraison profilés – profil n°... (bleu professionnel base)</li> <li>- lot 2 : points de livraison profilés profil n°... (bleu professionnel double tarif)</li> <li>- 3 : ...]</li> </ul>	La collectivité donneuse d'ordre doit s'interroger sur le point de savoir si, compte tenu des profils de consommation de ses installations, il est ou non avantageux pour elle de prévoir un allotissement.  Un allotissement améliore en effet la sécurité d'approvisionnement en diversifiant les sources et en facilitant la concurrence, sans inconvénient majeur pour les sites profilés (qui constituent la cible principale du contrat unique) puisqu'il n'est en tout état de cause pas possible d'obtenir en ce qui les concerne un effet de foisonnement d'écarts, ceux-ci étant mutualisés au niveau national.
3.	Forme du marché	Le marché est <input type="checkbox"/> [première version] passé en application de l'article 81 b) du code des marchés publics.  Le tableau figurant à l'article 1 du CCTP fait apparaître à titre uniquement indicatif, les consommations annuelles probables pour chacun des points de livraison concernés. <input type="checkbox"/> [seconde version] est un marché de bons de commande passé en application de l'article 81 a) du code des marchés publics.  Le tableau figurant à l'article 1 du CCTP faire apparaître, à titre uniquement indicatif, les consommations annuelles probables pour chacun des points de livraison concernés.  Chaque bon de commande précise le ou les points de livraison concernés, la puissance souscrite correspondante ainsi que la période de consommation	En ce qui concerne la forme du marché, l'article 81 du nouveau code des marchés publics, dans sa version issue du décret n°2004-15 du 7 janvier 2004, prévoit la possibilité de choix entre : <ul style="list-style-type: none"> <li>- le marché à bons de commande sans minimum ni maximum, avec remise en compétition en cours de marché ;</li> <li>- le marché de droit commun. Il est toutefois expressément spécifié qu'il n'est pas obligatoire d'indiquer la quantité précise d'énergie commandée dans le bon de commande ou dans le marché.</li> </ul> Dans le présent CCAP, la fourniture incluant l'ajustement, le choix a été fait de l'absence d'indication précise des quantités commandées, qu'il s'agisse d'un marché de droit commun (convenant aux consommations faiblement aléatoire) ou d'un marché à bon de commande.  Il est par ailleurs rappelé que, si le choix est fait d'un marché à bon de commande sans minimum ni maximum et avec remise en

		couverte par le bon de commande.	<i>compétition en cours de marché (article 81 a) du code des marchés publics), il conviendra de prévoir, dans le règlement de la consultation, les conditions dans lesquelles le marché donne lieu à une mise en concurrence des titulaires, préalablement à l'émission de chacun des bons de commande, cette mise en concurrence portant alors sur le prix unitaire de l'énergie fournie.</i>
4	Documents contractuels		<i>Les articles 11 à 13 du code des marchés publics définissent les documents constitutifs d'un marché public</i>
4.1	Pièces particulières	Acte d'engagement, le présent cahier des clauses administratives particulières, le cahier des clauses techniques particulières.	
4.2	Pièces générales (non jointes)	Cahier des clauses administratives générales applicables aux achats publics de fournitures courantes et de services (approuvé par le décret n°77-699 du 27 mai 1977 modifié).	
4.3	Autres pièces contractuelles	Bons de commande	<i>(le cas échéant)</i>
4.4	Annexes	<input type="checkbox"/> <i>(existence d'un modèle validé) modèle de contrat GRD - F annexé au cahier des charges de la concession de distribution publique d'électricité [ou au règlement de service de la régie de distribution publique d'électricité].</i> <input type="checkbox"/> <i>(absence de modèle validé de contrat GRD - F) copie du contrat « GRD – fournisseur » passé par le titulaire avec le gestionnaire du réseau de distribution.</i> <input type="checkbox"/> <i>(tous les cas) état des formules tarifaires choisies pour l'acheminement</i>	<i>Le marché de fourniture et d'acheminement (contrat unique) est nécessairement adossé au contrat GRD – F du fournisseur pour de nombreuses dispositions.</i>  <i>Si le contrat GRD – F du titulaire est conforme à un modèle annexé au cahier des charges du contrat de concession (ou au règlement de service de la régie) de distribution publique d'électricité, il sera prudent d'annexer ce modèle (ayant une valeur réglementaire du fait de sa validation par l'autorité organisatrice de la distribution) au marché. En l'absence de modèle validé, c'est le contrat GRD – F effectivement signé par le titulaire avec le GRD qui sera à annexer au marché. Toutefois, dans cas, il y a lieu d'être particulièrement attentif aux stipulations du contrat GRD – F qui, en l'absence de validation par une autorité publique, risque de contenir des clauses contraires au droit des marchés publics.</i>
5	Durée de validité du marché et délais et durée d'exécution des prestations		

5.1	Durée de validité du marché	<p>La durée de validité du marché est fixée à ..., avec possibilité de le reconduire ... fois pour la même durée. La décision de reconduction sera notifiée, avant le ... de la période précédent la période concernée par la reconduction, par écrit au titulaire, qui devra faire connaître par écrit sa décision d'acceptation ou de refus dans un délai de .... jours à compter de cette notification.</p>	<p><i>La durée de validité d'un marché à bons de commandes est la période durant laquelle les bons de commande peuvent être émis. Elle est limitée en principe à 4 ans, reconduction comprise. Les marchés non fractionnés peuvent également faire l'objet de reconductions, sous réserve de la nécessité d'une remise en concurrence périodique (article 15 du code des marchés publics).</i></p> <p><i>Le titulaire ne peut en principe refuser la reconduction, sauf stipulation contraire du marché, à l'instar de ce que propose le présent CCP.</i></p> <p><i>En ce qui concerne la fin du marché, le renvoi au CCAG Fournitures courantes et services (Art. 5.2 et 11 du CCP) rend opposable le chapitre V du CCAG, relatif à la résiliation du marché, sans qu'il soit nécessaire de reprendre ces dispositions dans leur intégralité dans le présent CCP.</i></p>
5.2	Délais et durée d'exécution des prestations	<p><input type="checkbox"/> [marché non fractionné] la notification du marché vaudra ordre d'exécution à compter du 1<sup>er</sup> du mois suivant (si la notification intervient entre le 1<sup>er</sup> et le 14 du mois), ou à compter du 1<sup>er</sup> du deuxième mois suivant (si la notification intervient entre le 15 et la fin du mois), à zéro heure, et pour la durée de validité du marché. Le présent marché ne pourra donner lieu à aucune fourniture d'énergie électrique au-delà du terme de cette durée de validité.</p> <p>La notification du marché emporte pour le titulaire obligation d'effectuer les démarches mises à la charge du fournisseur par le modèle de contrat GRD – F, annexé au cahier des charges du contrat de concession de distribution d'électricité de .../au règlement de service de la régie de distribution d'électricité de ..., en cas de passation d'un nouveau contrat de fourniture pour l'alimentation d'un point de livraison.</p> <p><input type="checkbox"/> [marché à bons de commande] La notification du marché emporte pour le titulaire obligation d'effectuer les démarches mises à la charge du fournisseur par le modèle de contrat GRD – F, annexé au cahier des charges du contrat de concession de distribution d'électricité de .../au règlement de service de la régie de distribution d'électricité de ..., en cas</p>	<p><i>Il y a lieu de distinguer ici selon que le marché est de droit commun ou fractionné.</i></p> <p><i>Les dates de prise d'effet proposées ici tiennent compte des dispositions probables du futur modèle de contrat GRD – F.</i></p>

		<p>de passation d'un nouveau contrat de fourniture pour l'alimentation d'un point de livraison.</p> <p>Un bon de commande indiquant les points de livraison concernés, la puissance souscrite et la période de consommation couverte sera émis au moins ... jours ouvrables avant le début de chacune des périodes de consommation annuelles ou, le cas échéant, infra - annuelles correspondantes. Il prendra effet à compter du 1<sup>er</sup> du mois suivant son émission, à zéro heure (si la notification intervient entre le 1<sup>er</sup> et le 14 du mois), ou à compter du 1<sup>er</sup> du deuxième mois suivant son émission (si la notification intervient entre le 15 et la fin du mois).</p> <p>En cas de modification des installations consommatrices rendant nécessaire une modification de la puissance mise à disposition par le fournisseur, des bons de commande supplémentaires précisant la puissance souscrite additionnelle et comportant en annexe, le cas échéant, la courbe de charge prévisionnelle de l'installation modifiée ou ajoutée, seront émis au moins ... jours ouvrables avant le début de la période de consommation concernée.</p> <p>Dans l'un et l'autre cas, la puissance électrique sera mise à disposition par le fournisseur à compter de la date de début de la période visée par le bon de commande, à zéro heure.</p> <p>La puissance sera mise à disposition par le fournisseur pendant la durée indiquée par le bon de commande. Le présent marché ne pourra donner lieu à aucune fourniture d'énergie électrique au-delà de cette durée.</p>	
6	Relations de la personne publique et du titulaire avec le distributeur et RTE		
6.1	Acheminement de l'énergie électrique sur le réseau public de distribution		<p><i>Les dispositions de l'article 6.1. décrivent sommairement les attributions dévolues au titulaire et, par son intermédiaire, au GRD, dans le cadre du contrat GRD – F auquel il conviendra de se référer.</i></p> <p><i>Il est rappelé que, si un modèle de contrat</i></p>

			<i>GRD – F a été approuvé par l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité, ce modèle de contrat a une valeur réglementaire qui le rend opposable au marché. Dans le cas contraire, le contrat GRD – F du titulaire ne peut être visé que sous la réserve expresse du respect du droit des marchés publics.</i>
6.1.1	Mission du titulaire	<p><input type="checkbox"/> (existence d'un modèle validé de contrat GRD – F)  Dans le respect des dispositions du modèle de contrat GRD – F annexé au cahier des charges du contrat de concession de distribution publique d'électricité de .../au règlement de service de la régie de distribution d'électricité de ...,</p> <p><input type="checkbox"/> (pas de modèle validé de contrat GRD – F)  Dans le cadre des dispositions du contrat GRD – F passé par le titulaire avec le gestionnaire du réseau de distribution, et sous réserve qu'elles ne soient pas contraire au droit de la commande publique, au code des marchés publics et aux stipulations du présent marché,</p> <p>le titulaire est chargé :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- d'effectuer tous actes, de passer tous contrats ou protocoles afférents à l'accès au réseau public de distribution et à l'utilisation de celui-ci, à l'exclusion des opérations de raccordement de nouveaux points de livraison au réseau, qui feront l'objet de demandes ou de conventions formulées ou passées par la personne publique directement avec le maître d'ouvrage compétent ;</li> <li>- de désigner un responsable d'équilibre pour chacun des points de livraison concernés par le présent marché ;</li> <li>- de payer au gestionnaire du réseau de distribution les factures relatives à l'utilisation du réseau, ainsi qu'aux interventions techniques nécessaires.</li> </ul> <p>Toute stipulation ou disposition prévoyant la faculté, pour le fournisseur titulaire, de faire suspendre l'accès au réseau public de</p>	

		distribution de points de livraison visés par le présent marché est nulle et de nul effet pour l'exécution du présent marché.	
6.1.2	Attributions du gestionnaire du réseau de distribution	<p>Le gestionnaire du réseau de distribution est chargé notamment d'acheminer l'énergie électrique jusqu'aux points de livraison visés par le présent marché, dans le respect des obligations de qualité de l'onde électrique définies par le cahier des clauses techniques particulières du présent marché ; d'élaborer, de valider et de mettre à disposition du fournisseur les données nécessaires à la facturation au client, dans les conditions prévues par l'article 7 du présent CCAP, de l'énergie électrique ; et de créer ou de modifier, de contrôler, d'entretenir et de renouveler les installations de comptage nécessaires.</p> <p>A cet effet, les agents du gestionnaire du réseau public de distribution ont accès aux installations de comptage dans les conditions prévues par le cahier des clauses techniques particulières du présent marché.</p>	
6.2	Importation d'énergie.	Lorsqu'il est établi hors de France, le fournisseur titulaire doit signer un accord de participation aux règles d'accès du réseau public de transport français pour des importation et des exportations ou un accord spécifique pour la participation au processus d'allocation de capacité (pour les interconnexion avec l'Angleterre, l'Italie et la Belgique).	
7	Prix		
7.1	Prix de la fourniture		
7.1.1	Forme des prix	<p>Le marché sera traité à prix unitaires.</p> <p>Les prix sont établis hors taxes (TVA, contribution au service public de l'électricité, taxe sur l'électricité) après importation éventuelle sur le territoire français. Ils tiennent compte de toutes les sujétions nécessaires à l'exécution des services et missions annexes, et en particulier, de toutes sujétions de montage et de raccordement d'équipement, de mesure et de contrôle que le titulaire du marché jugerait éventuellement nécessaire.</p>	<p><i>Les pratiques actuellement observées sur le marché des consommateurs éligibles attestent de la grande variabilité des solutions tarifaires pratiquées pour la rémunération de la fourniture d'énergie électrique.</i></p> <p><i>Les articles 7.1.1.1 à 7.1.1.4 dressent une sorte de typologie d'options tarifaires possibles, dont la collectivité publique pourra bien entendu ne conserver que celles de son choix (en ne retenant qu'une formule unique, ou en demandant aux candidats de faire plusieurs propositions alternatives sur la base des différentes options indiquées). Le contrat unique (concerné par le présent</i></p>

		Le fournisseur, s'il est établi hors de France, prendra à sa charge tous les frais et taxes à régler le cas échéant au transporteur d'énergie pour l'acheminement de l'électricité jusqu'à la frontière française, ainsi que dans le cadre de l'accord de participation qu'il conclura avec RTE.	<p><i>modèle de CCAP) ayant plus particulièrement vocation à s'appliquer à des sites profilés, la structure de prix retenue pour la fourniture pourrait tenir compte des caractéristiques du profil de référence de chacun des points de livraison concernés (le profil étant lui-même attribué de façon cohérente avec le tarif d'utilisation du réseau) bien qu'il n'y ait pas d'obligation juridique à cet égard.</i></p> <p><i>Il est à noter que l'article 81 du code des marchés publics ne vise que l'hypothèse des marchés à prix unitaire (par opposition aux marchés à prix forfaitaire), qu'il s'agisse des marchés à bons de commande ou des marchés de droit commun.</i></p>
7.1.1.1	Solution de base	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Electricité : prix unitaire unique d'un kWh fourni</li> <li>2) Autres fournitures : ...</li> <li>3) Service associés : ...</li> </ol>	<i>Si des services associés voire d'autres fournitures sont prévus et s'ils doivent être facturés séparément, il convient de prévoir un bordereau de prix distinguant le prix de l'électricité et celui de chacun des autres articles</i>
7.1.1.2	Option n° 1	solution de base assortie de variations horosaisonnnières	<i>La mise en œuvre de variations horosaisonnnières pour la fourniture peut correspondre notamment aux profils de référence (par exemple, profil « bleu professionnel » : base, double tarif, tempo, EJP) mais ce n'est pas une obligation juridique.</i>
7.1.1.3	Option n° 2	distinction d'une prime fixe d'abonnement, et d'un prix unitaire par kWh fourni	<i>La mise en œuvre de variations horosaisonnnières pour la fourniture peut correspondre notamment aux profils de référence (par exemple, profil « bleu professionnel » : base, double tarif, tempo, EJP) mais ce n'est pas une obligation juridique.</i>
7.1.1.4	Option n° 3	Option n° 2 assortie de variations horosaisonnnières	<i>La mise en œuvre de variations horosaisonnnières pour la fourniture peut correspondre notamment aux profils de référence (par exemple, profil « bleu professionnel » : base, double tarif, tempo, EJP) mais ce n'est pas une obligation juridique.</i>
7.1.1.5	Unité monétaire	Tous les prix seront établis en euros	
7.1.1.6	Prix de règlement	<p>1) Electricité :</p> <p>Le prix de l'électricité est ajusté par référence au prix du MWh de base/de pointe <sup>(1)</sup> publié par ....</p> <p>Pour chaque facturation, le rapport entre la dernière valeur connue du prix du MWh de base/de pointe et la valeur de ce prix à la date d'établissement du prix du marché constitue le coefficient d'ajustement,</p>	<p><i>La réglementation applicable aux variations de prix (prix ferme actualisable, prix ajustable, prix révisable) résulte de l'article 17 du code des marchés publics.</i></p> <p><i>La question du prix de règlement renvoie évidemment aux anticipations que l'on peut faire sur les évolutions du marché (au sens économique) de l'électricité pendant l'exécution du marché public.</i></p> <p><i>Pour limiter le risque d'appel à la</i></p>

		<p>dans la limite d'un maximum de + ... % en valeur annuelle.</p> <p><sup>(1)</sup> selon la nature du « produit » concerné</p> <p>2) Autres fournitures et services : ...</p>	<p><i>concurrence infructueux par carence de l'offre, les clauses de prix doivent être suffisamment attractives pour les fournisseurs, sans pour autant compromettre l'intérêt de la collectivité.</i></p> <p><i>Le choix d'un prix ajustable par référence à une série de prix (ou à un indice de prix) publiée permet de réduire le risque du fournisseur et de l'inciter à proposer une offre plus concurrentielle car n'incorporant pas la prime implicite d'assurance qu'induirait un prix ferme sur une période plurimensuelle, voire pluriannuelle.</i></p> <p><i>La difficulté est sans doute de trouver actuellement des références de prix incontestables, parmi les différentes séries disponibles (prix de l'électricité publiés par Eurostat ; indice Platts ; cours Pownernext ...) qui, soit sont publiées avec retard (Eurostat), soit sont issus de méthode peu transparentes, dépourvues de validation officielle (Platts), soit ne reflètent qu'une partie seulement des transactions (Pownernext).</i></p> <p><i>En tout état de cause, il est recommandé d'insérer une clause butoir, compte tenu de l'extrême volatilité du prix de l'électricité constatée notamment sur les bourses européennes.</i></p>
7.2	Tarif d'utilisation des réseaux	<p>Le tarif d'utilisation des réseaux applicable aux points de livraison visés par le présent marché sera calculé conformément aux dispositions légales et réglementaires en vigueur. Les formules tarifaires choisies pour chacun des points de livraison figurent sur un état annexé au présent marché. Le tarif d'utilisation des réseaux sera acquitté par la personne publique au titulaire, qui le fera apparaître de façon distincte sur ses factures.</p>	<p><i>Un décret en préparation devrait confirmer prochainement que, lorsque le choix est fait du contrat unique, le tarif d'utilisation des réseaux (réglementé) est payé au GRD par le fournisseur, qui le refacture au client.</i></p> <p><i>L'entremise du fournisseur ne doit pas pour autant remettre en cause la transparence tarifaire, qui milite pour que le coût de l'acheminement apparaisse de façon distincte sur les factures.</i></p>
7.3	Modalités de règlement		
7.3.1	Avance forfaitaire	<p>Conformément à l'article 87 du code des marchés publics, il sera versé au titulaire une avance forfaitaire d'un montant égal à 5% :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> de la valeur annuelle TTC estimée du marché</li> <li><input type="checkbox"/> de la valeur annuelle TTC estimée du bon de commande</li> </ul> <p>Le remboursement de l'avance forfaitaire, effectué par précompte sur les sommes dues ultérieurement au</p>	<p><i>Il est rappelé que l'article 87 du code des marchés publics impose désormais aux collectivités locales et à leurs établissements le versement de l'avance forfaitaire lorsque le montant initial du marché est supérieur à 50 000 € HT.</i></p> <p><i>Compte tenu de l'impossibilité pratique (dans le cas particulier de la fourniture d'électricité comprenant la consommation ajustée) de déterminer dans le marché ou dans chaque bon de commande le montant</i></p>

		<p>titulaire, commence lorsque le montant des fournitures facturées atteint ou dépasse 65 % du montant TTC estimé. Le remboursement doit être terminé lorsque ce pourcentage atteint 80 %.</p> <p>2) Autres fournitures et services : ...</p>	<p><i>exact des fournitures qui seront exécutées au cours de la période (cf. commentaires sur l'article 3 ci-dessus), il est proposé ici de calculer l'avance forfaitaire sur la base de la valeur TTC du montant probable.</i></p>
7.3.2	Périodicité et pièces justificatives des règlements	<p>1) Electricité :</p> <p>Dans un délai d'un mois suivant l'expiration de chaque trimestre d'exécution du marché, le titulaire remet à la personne publique une facture afférente aux consommations globales de la personne publique pour le trimestre écoulé, ainsi que, le cas échéant, aux primes fixes dues par elle, accompagnée d'un feuillet de gestion détaillé faisant apparaître, pour chaque point de livraison :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- au titre de la fourniture : la quantité d'énergie électrique consommée au cours du mois, ventilée, le cas échéant, par catégorie de prix unitaire, la durée d'utilisation de la puissance installée déclarée, le ou les prix unitaire(s) applicables, le cas échéant après application de la clause de variation de prix prévue à l'article 8.3 du présent cahier des charges, le prix unitaire moyen HT par kWh, le montant total HT facturé, le montant total TTC facturé, le prix moyen TTC par kWh ;</li> <li>- au titre de l'utilisation du réseau : la puissance souscrite auprès du gestionnaire de réseau, la formule tarifaire choisie, la répartition de l'énergie consommée par plage horosaisonnaire, le prix unitaire moyen H.T. par kWh acheminé, le montant total H.T. facturé, le montant total T.T.C facturé, le prix moyen TTC par kWh.</li> </ul> <p>La personne responsable du marché accepte ou rectifie la facture ou le feuillet de gestion. Elle les complète éventuellement en faisant apparaître les remboursements d'avances forfaitaires par précompte, ainsi que les réfections et pénalités applicables en cas de non-conformité du produit</p>	<p><i>L'établissement du feuillet de gestion et de la facture par le fournisseur titulaire du marché est dépendant du comptage effectué par le gestionnaire du réseau et des informations transmises par celui-ci au fournisseur.</i></p> <p><i>Conformément à l'article 89 du code des marchés publics, la périodicité du versement des acomptes est fixée au maximum à trois mois (un mois lorsque le titulaire le demande).</i></p> <p><i>Le montant d'un acompte ne doit en aucun cas excéder la valeur des prestations auxquelles il se rapporte.</i></p> <p><i>Il en résulte qu'il semble juridiquement délicat de prévoir le versement d'acomptes sur la base de factures simplement estimées, dès lors que le système d'information du fournisseur ne permettrait pas de garantir que le montant de la facture estimée est bien, en toute hypothèse, inférieur au montant de la fourniture effectuée.</i></p> <p><i>Pour cette raison, la rédaction proposée pour l'article 8.3.2 suppose que les relevés de compteurs seront effectués au moins trimestriellement.</i></p> <p><i>Il ne peut être exclu que ce rythme de facturation, imposé par le code des marchés publics (le titulaire pouvant aller jusqu'à demander des acomptes mensuels) pose des problèmes de relève compte tenu du rythme semestriel habituellement pratiqué pour les comptages de petites puissances.</i></p> <p><i>La résolution d'une telle contradiction pourrait passer par des modifications des pratiques de relève pour les points de livraison soumis au code des marchés publics.</i></p> <p><i>Il est bien entendu loisible à chaque collectivité d'enrichir le contenu des obligations d'information à la charge du titulaire, dans le cadre par exemple d'un suivi des consommations par voie électronique (Internet ...)</i></p>

		<p>ou du service, ou de défaillance du titulaire.</p> <p>Le montant de la somme à régler au titulaire est arrêté par la personne responsable du marché. Il est notifié au titulaire si la facture ou le feuillet de gestion ont été modifiés ou complétés comme il est dit à l'alinéa précédent. Passé un délai de trente jours à compter de cette notification, le titulaire est réputé, par son silence, avoir accepté ce montant.</p> <p>2) autres fournitures et services :</p> <p>...</p>	
7.3.3	Délai global de paiement et intérêts moratoires	<p>Le délai global de paiement ne peut excéder 45 jours à compter de la date de réception par les services de la personne publique de la facture accompagnée du feuillet de gestion correspondant.</p> <p>Le défaut de paiement dans le délai prévu à l'alinéa précédent fera courir de plein droit, et sans autre formalité, des intérêts moratoires dans les conditions prévues par l'article 96 du code des marchés publics.</p>	<i>Cf. article 96 du code des marchés publics</i>
8	Non-conformité aux prescriptions techniques de l'énergie livrée, et défaillance du titulaire		
8.1	Non-conformité aux prescriptions techniques	<p>En cas de non-conformité de l'énergie livrée ou des autres fournitures ou services dus par le titulaire aux prescriptions prévues par le cahier des clauses techniques particulières du présent marché, la personne responsable du marché peut prendre une décision d'ajournement ou de rejet (pour les services et pour les fournitures autres que celle d'énergie non stockable) ou de réfaction sur le prix (pour l'ensemble des fournitures et services dus par le titulaire).</p> <p>Les décisions de réfaction ou de rejet ne peuvent être prises qu'après que le titulaire ou son représentant a été convoqué pour être entendu. Ces décisions sont motivées.</p> <p>En cas de rejet, le titulaire est tenu, sauf décision contraire, d'exécuter de nouveau la fourniture ou le service commandé.</p>	<p><i>Le marché incluant l'acheminement sur le réseau, qui conditionne la qualité de l'électricité fournie, (tenue de tension continuité), il y a lieu de prévoir des possibilités de réfaction sur le prix dû au titulaire lorsque la qualité de l'électricité n'est pas conforme aux prescriptions techniques visées par le CCTP.</i></p> <p><i>Il appartient au titulaire ainsi sanctionné d'engager, à son niveau, toute action utile contre le gestionnaire du réseau de distribution s'il estime que celui-ci est responsable des non-conformités observées.</i></p> <p><i>Des possibilités de réfaction sont également prévues pour les autres fournitures et les services dus par le titulaire, pour lesquels il est loisible de prévoir l'éventualité d'un ajournement ou d'un rejet (a contrario, ajournement et rejet n'ont pas de sens pour l'énergie non stockable, consommée instantanément dès sa livraison).</i></p> <p><i>L'objet principal du marché concernant la</i></p>

			<p><i>fourniture d'énergie non stockable, il ne semble pas en revanche pertinent de prévoir une période de garantie, ni les sûretés dont elle est habituellement assortie (retenue de garantie ...) dans la mesure où cette fourniture est instantanément consommée à l'instant même où elle est livrée.</i></p> <p><i>Il n'en ira éventuellement différemment que pour les éventuelles fournitures stockables susceptibles de se prêter à des reprises ou à des modifications après livraison ou remise.</i></p>
8.2	Défaillance du titulaire	<p>Conformément à l'article 32 du cahier des clauses administratives générales, l'augmentation éventuelle des dépenses résultant d'une substitution d'un gestionnaire de réseau ou d'un autre fournisseur assurant la fourniture d'énergie électrique aux lieu et place du titulaire défaillant est à la charge de celui-ci.</p>	<p><i>La fourniture d'électricité étant par hypothèse (pour la présente version de CCAP) assurée, pour un site donné, par un fournisseur unique chargé de la fourniture de dentelle, toute défaillance de ce fournisseur dans l'injection d'énergie induit l'intervention du gestionnaire de réseau si la défaillance est momentanée, et la désignation, par la collectivité donneuse d'ordre, d'un autre fournisseur si la défaillance est définitive (faillite). Si le mécanisme de responsable d'équilibre conduit à ce que les surcoûts de cette fourniture de secours assurée par un gestionnaire de réseau soient en premier niveau à la charge du responsable d'équilibre, une sage précaution paraît être néanmoins de prévoir expressément dans le marché que l'exécution de la prestation au lieu et place du fournisseur défaillant se fait dans tous les cas (défaillance courte et momentanée, prise en compte dans le cadre du mécanisme de responsable d'équilibre, ou défaillance longue, voire définitive, nécessitant la désignation d'un autre fournisseur pour la période résiduelle à couvrir) aux frais de celui-ci, conformément à la règle habituelle en matière de marchés publics, reprise à l'article 32 du CCAG-FCS.</i></p>

9	Déroptions au CCAG Fournitures courantes et services	<p>Le présent marché déroge aux articles ou parties d'articles ci-dessous du CCAG FCS :</p> <p>4 (cautionnement ou retenue de garantie)  8 (périodicité mensuelle du règlement)  10 (délais d'exécution)  11 (montant des pénalités pour retard)  12 (matériels, objets et approvisionnements confiés au titulaire)  13 (stockage des fournitures chez le titulaire)  14 (emballage et transport)  15 (livraison des fournitures)  16 (surveillance en usine)  17 (contrôle des prix de revient)  22 (transfert de propriété)  23 (garantie)</p>	<p><i>La majorité des dérogations au CCAG-FCS concernent les articles liés au caractère matériel et stockable du produit fourni, à sa réception et aux garanties qui lui sont attachées.</i></p>
---	--	--	--

### 3.2.2. Cahier des clauses techniques particulières (CCTP)

#### Hypothèses

a) le marché de fourniture comprend le contrat d'accès au réseau

b) le titulaire assure la totalité de la fourniture pour un point de livraison donné

Numéro article	Titres et sous-titres	Libellé des dispositions	Observations et questions à approfondir
En tête	<b>[Nom de la collectivité ou de l'établissement public de coopération ou du groupement de commandes (dans ce cas préciser le coordonnateur)]</b>		Cf. modèle de convention de groupement de commande
En tête	Fourniture et acheminement d'énergie électrique pour ... [indiquer ici sommairement les installations et la période concernées]		Pour les commentaires, voir modèle de CCAP
En tête	Cahier des clauses techniques particulières		Pour les commentaires, voir modèle de CCAP
En tête	Adopté par [le conseil municipal/le comité syndical/le bureau...] le :.... 200□		Pour les commentaires, voir modèle de CCAP
1	Descriptif des installations utilisatrices et besoins prévisibles	(mettre en rubrique 1 le tableau ci-dessous)	

Lot n°	Identifiant du point de livraison ou du compteur	Adresse du point de livraison	N° Siret (le cas échéant)	Libellé du point de livraison (ex. : piscine x, école y. Eclairage public, place de l'Eglise ...)	Descriptif sommaire des usages de l'électricité (éclairage, chauffage, cuisine, bureautique, VMC, ascenseur, pompage ...)	Tarif d'utilisation du réseau (avec code tarif)	Tension du raccordement	Puissance souscrite (le cas échéant par plage horaire saisonnière)	Durée d'utilisation annuelle (heures)	Historique consommations annuelles (kWh)			Profil et sous - profil de rattachement	Consommation annuelle à prévoir (kWh)
										N-3	N-2	N-1		
TOTAUX									?		?	?	?	?

2	Moyens de production sur site	<p>La personne publique acheteuse est propriétaire des moyens de production, raccordés aux installations concernées par le présent marché, ci-dessous :</p> <p>(indiquer ici les différents moyens de productions disponibles - groupes électrogènes, groupes de secours, cogénération, valorisation de l'incinération de déchets, hydroélectricité ...) et leurs caractéristiques techniques.</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>Le raccordement de ces moyens de production et les prescriptions techniques applicables à leur exploitation (en particulier dispositifs de couplage et de protection) ont fait l'objet d'une convention signée par la personne publique avec le gestionnaire du réseau public de distribution le ... .</p>	<p><i>Il est probable que le modèle de contrat GRD – F impose au fournisseur, intermédiaire entre le GRD et le client, de concourir aux échanges d'information nécessaires sur la mise en œuvre de moyens de production autonomes, participant à la couverture des besoins en électricité de la collectivité, concurremment avec la fourniture constituant l'objet du marché.</i></p> <p><i>Il est donc nécessaire de préciser les caractéristiques de tels équipements dans le CCTP.</i></p>
3	Prescriptions techniques applicables à la qualité et à la continuité de l'onde électrique	<p><input type="checkbox"/> (existence d'un modèle de contrat GRD – F validé)</p> <p>Les prescriptions applicables à la qualité et à la continuité de l'onde électrique sont celles visées aux articles [à préciser] du modèle de contrat GRD – F annexé au cahier des charges du contrat de concession de distribution d'électricité (ou au règlement de service de la régie de distribution d'électricité) complété par les prescriptions additionnelles ci-après :</p> <p><input type="checkbox"/> (pas de modèle validé de contrat GRD – F)</p> <p>Les prescriptions du contrat GRD – F passé par le titulaire avec le gestionnaire du réseau de distribution en matière de qualité et de continuité de l'onde électrique sont applicables sous réserve du respect des prescriptions ci-après :</p>	<p><i>Dans l'hypothèse où un modèle de contrat GRD – F, contenant des prescriptions techniques détaillées en fonction des caractéristiques des points de livraison, aurait été annexé au cahier des charges de la concession de distribution publique d'électricité (ou au règlement de service de la régie), il sera possible de faire directement référence à ce modèle de contrat, qui bénéficierait d'une valeur réglementaire, en le complétant, le cas échéant, par des prescriptions spécifiques.</i></p> <p><i>A défaut d'une telle validation par l'autorité organisatrice de la distribution, le contrat GRD – F passé par le titulaire ne pourra être considéré que comme une référence par défaut, qu'il est vivement recommandé de doubler de prescriptions techniques détaillées dans le CCTP, de façon à éviter que le niveau de qualité technique garanti à la personne publique acheteuse ne soit calé sur une base minimaliste.</i></p>
3.1			
3.2			<p><i>Ces différents items sont utilisables pour préciser les prescriptions techniques à respecter en fonction des besoins de la collectivité (critères de tenue de tension, de fréquence, de minimisation des coupures, etc.)</i></p>
...			

4	Comptages		
4.1	Caractéristiques des appareils de comptage	<i>(mettre en rubrique 4.1 le tableau ci-dessous)</i>	

Lot n°	Identifiant du point de livraison ou du compteur	Type de compteur (index, à mesure de courbe de charge)	Mode de relevé (télérelevé, à pied, auto relevé)	Accessibilité physique (site d'implantation du compteur, contraintes particulières d'accessibilité)

4.2	Droits et obligations du titulaire, du gestionnaire du réseau de distribution et de la personne publique en matière de comptages	<input type="checkbox"/> <i>(existence d'un modèle de contrat GRD – F validé)</i> Les droits et obligations respectifs du titulaire, du GRD et de la personne publique au titre du comptage sont définis par le modèle de contrat GRD – F annexé au cahier des charges du contrat de concession de distribution publique d'électricité / au règlement de service de la régie de ...  <input type="checkbox"/> <i>(pas de modèle validé de contrat GRD – F)</i> Les droits et obligations respectifs du titulaire, du GRD et de la personne publique au titre du comptage sont définis par le contrat GRD – F , sous réserve des dispositions ci-après :	CF. observations sur l'article 3.
5	Sources d'énergie primaire utilisées	<input type="checkbox"/> <i>[première version]</i> Après la notification du marché, le fournisseur communiquera à la personne publique la contribution, certifiée par Observ'er ou un organisme équivalent, de chaque source d'énergie à la totalité des sources d'énergie utilisées par ce fournisseur au cours de l'année civile précédente, ou, si les données correspondantes ne sont pas encore disponibles, de la pénultième année. Il la tiendra également dûment informée de toute modification affectant cette répartition pendant l'exécution du marché.  <input type="checkbox"/> <i>[seconde version]</i> Au moins ... % de sources d'énergie utilisées par le	<i>La directive européenne n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit l'obligation, pour les fournisseurs, d'indiquer dans les contrats de fourniture la répartition par source d'énergie primaire de la provenance de l'électricité fournie.</i>  <i>Par ailleurs, l'article 14 du code des marchés publics prévoit la possibilité d'insérer des obligations environnementales dans les modalités d'exécution des marchés publics. Son article 53 fait même des « performances en matière de protection de l'environnement » de l'offre un possible critère de jugement.</i>  <i>Il est donc loisible à la personne publique, au choix, soit de se limiter à imposer à son</i>

		<p>fournisseur devront provenir des sources d'énergie primaire suivantes :</p> <p>.....</p> <p>Le fournisseur communiquera chaque année, à la personne publique, toutes pièces justificatives (certificats Observ'er ou équivalents) du respect de cette obligation.</p>	<p><i>fournisseur une obligation d'information sur la répartition de l'électricité par source d'énergie primaire, soit de rendre obligatoire un recours minimal à certaines sources d'énergie plus vertueuses sur le plan environnemental, à condition que cette obligation n'ait pas d'effet discriminatoire sur les candidats, et en contrepartie, le cas échéant, de l'acceptation d'un prix plus élevé que celui qui résulterait d'une offre d'électricité d'origine nucléaire ou thermique classique.</i></p> <p><i>Lorsque le critère environnemental est retenu pour la sélection de la meilleure offre, le niveau d'engagement du titulaire en matière d'utilisation des sources renouvelables pourra devenir la référence contractuelle pour l'article 10.1.</i></p>
6	Services	<p>Tableau de bord :</p> <p>...</p> <p>Conseil énergétique :</p> <p>...</p>	<p><i>Préciser et détailler ici les services associés mis à la charge du titulaire du marché.</i></p>
7	Normes applicables	<p>L'énergie délivrée en chacun des points de livraison sera au moins conforme aux dispositions de la norme NF EN 50 160, sans préjudice de l'obligation de respecter les niveaux de qualité prévus par l'arrêté ministériel du 29 mai 1986 relatif aux tensions nominales de 1<sup>ère</sup> catégorie des réseaux de distribution d'énergie électrique, ainsi que les dispositions du cahier des charges du contrat de concession de distribution d'électricité (ou du règlement de service de la régie de distribution d'électricité) et celles de tout contrat ou convention applicables aux prestations faisant l'objet du présent marché.</p>	<p><i>Conformément à l'article 6 du code des marchés publics, le CCTP doit viser celles des normes qui couvrent un champ de la prestation objet du marché.</i></p> <p><i>Le présent CCTP correspondant à l'hypothèse d'un marché valant contrat unique, il paraît nécessaire de viser la norme EN 50 160 de mai 2000, en précisant toutefois que cette norme est applicable sans préjudice d'autres dispositions prévoyant des exigences de qualité plus élevées.</i></p>

## **GLOSSAIRE**

### ***Autorité concédante de la distribution***

Commune, ou groupement de communes (syndicat...), ou exceptionnellement, département (Loiret et Sarthe), chargé(e) par la loi de la responsabilité de l'organisation du service public de distribution d'électricité. Depuis la loi de nationalisation de 1946, ce service public est obligatoirement délégué par un contrat de concession à EDF, ou à un distributeur non nationalisé, ou exploité en régie (cf. GRD)

### ***Bloc ferme***

Quantité d'énergie correspondant à la réservation d'une puissance donnée pendant une durée déterminée, et faisant l'objet d'une vente ferme par un fournisseur.

### ***Commission de régulation de l'énergie (CRE)***

Autorité administrative indépendante chargée de veiller à l'égal accès des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel et de leurs clients aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz. La CRE propose également les tarifs d'utilisation des réseaux au ministre chargé de l'énergie, et règle les différends entre gestionnaires et utilisateurs de réseaux.

### ***Concédant***

Cf. Autorité concédante de la distribution

### ***Fourniture***

L'activité de fourniture d'électricité concerne la commercialisation des électrons, par distinction avec l'activité d'acheminement sur un réseau. La fourniture d'électricité à l'ensemble des clients professionnels sera ouverte à la concurrence à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2004 ; la fourniture aux autres clients (ménages) le sera à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007.

### ***Eligibilité***

Droit, pour un consommateur d'électricité, d'acheter cette énergie auprès du fournisseur de son choix.

### ***Gestionnaire de réseau de distribution d'électricité (GRD)***

Organisme chargé par la loi de l'exploitation d'un réseau de distribution (en basse et moyenne tension) d'électricité. Les GRD sont EDF, dans le cadre de concessions de service public octroyées par les communes ou les groupements de communes (ainsi que par les départements du Loiret et de la Sarthe), et les entreprises non nationalisées en 1946, concessionnaires (sociétés d'économie mixte, sociétés d'intérêt collectif agricole pour l'électricité (SICAE), coopératives d'usagers...) ou régies communales ou intercommunales. Les GRD devront être séparés des activités de fourniture de leur entreprise (commercialisation) d'électricité à compter

du 1<sup>er</sup> juillet 2004 et séparés juridiquement (personnalité juridique propre) au plus tard à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007.

### ***Marché public***

Contrat de droit public (contentieux soumis au juge administratif) par lequel une personne morale de droit public (Etat, collectivité locale...) achète des fournitures ou des services ou fait réaliser des travaux, et soumis aux règles de procédure (publicité, appels d'offres...) et d'exécution (versement d'acomptes, d'avances...) du code des marchés publics.

### ***Marché fractionné***

Marché dans lequel la passation initiale du marché est dissociée de la passation ultérieure des commandes proprement dites. Les marchés fractionnés comprennent les marchés à bons de commandes, dans lesquels les commandes font l'objet de l'émission de bons de commande successifs, et les marchés à tranches, dans lesquels la première tranche ferme d'exécution du marché n'est qu'éventuellement suivie de l'exécution d'une ou plusieurs tranches conditionnelles.

### ***Réseau de transport d'électricité (RTE)***

Service d'EDF chargé de la gestion du réseau de transport d'électricité en haute et très haute tension, et doté d'une autonomie managériale. Le RTE devrait être séparé juridiquement d'EDF (personnalité juridique propre) au plus tard à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2004.

### ***Unités électriques***

- unités de puissance
  - o watt (W)
  - o kilowatt (kW) : 1000 W
  - o mégawatt (MW) : 1 million de Watts, soit 1000 kW
  - o gigawatt (GW) : 1 milliard de watts, soit 1 million de kW
  - o térawatt (TW) : 1000 milliards de watts, soit 1 milliard de kW

Pour fixer les idées, les équipements électriques de l'habitation d'un ménage (appartement, pavillon) requièrent une puissance d'alimentation usuellement comprise entre 5 et 12 kW. En ce qui concerne les clients raccordés aux réseaux de distribution, les tarifs bleus actuels correspondent aux petites puissances (jusqu'à 36 kW), couvrant les ménages et les petits professionnels (professions libérales, certains artisans et commerçants...). Les tarifs jaunes correspondent à des puissances intermédiaires (de 36 à 250 kW), adaptées aux PME, à certaines installations agricoles... Tarifs bleus et tarifs jaunes font l'objet d'alimentations en basse tension. Les tarifs verts (plus de 250 kW) correspondent à des entreprises d'une taille plus importante, alimentées en moyenne tension.

- unités d'énergie : expriment un appel de puissance pendant une certaine durée : watt heure (Wh), kilowattheure (kWh), mégawattheure (MWh), gigawattheure (GWh), térawattheure (TWh).