Institut ied

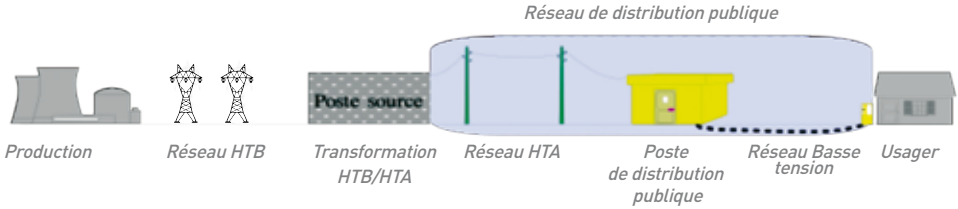
Energie ■ Développement

Septembre 2017

La Brève

LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Les réseaux de distribution publics HTA et BT (depuis la sortie du poste source jusqu'au disjoncteur de séparation avec le réseau intérieur de l'usager) sont la propriété des communes (loi du 15 juin 1906) et relèvent du régime de la concession de service public.



La loi de nationalisation de 1946 a créé deux situations :

- **Les entreprises privées ont été nationalisées et regroupées au sein d'électricité de France.**
- **Les régies, sociétés d'économie mixte et sociétés coopératives communales indépendantes ont conservés leur statut.** Actuellement ces entreprises locales de distribution (ELD) sont au nombre d'environ 160 et représentent 5% (territoire, population et consommation) de la distribution d'électricité du territoire métropolitain continental.

La loi de février 2000 a imposé la séparation entre les activités de fourniture (commercialisation) de celle de gestion de réseaux de distribution. Cette obligation a aussi concerné les ELD comptant plus de 100 000 clients.

Dans le reste du document on n'abordera pas la situation des ELD qui présentent une grande diversité.

La fonction d'**autorité organisatrice** du réseau public de distribution d'électricité peut être assurée par les communes, le département ou par un établissement public de coopération intercommunale (EPCI).

La gestion des réseaux publics français d'électricité des réseaux de distribution (réseaux HTA et BT) est confiée par l'autorité organisatrice (loi du 10 février 2000) à des **gestionnaires des réseaux de distribution**. EDF (à travers sa filiale ENEDIS[1]) est désigné par la loi, comme gestionnaire unique des réseaux public de distribution (hors zone gérée par une ELD).

Particularité :

En Corse et dans les départements et collectivités d'outre-mer, c'est EDF Systèmes Energétiques Insulaires (SEI) qui est le gestionnaire des réseaux publics de distribution et le fournisseur d'énergie.

Les groupements de collectivités :

Les concédants sont, généralement, regroupés au sein de fédérations nationales ou d'associations : la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), la FNSICAE (Fédération nationale des syndicats intercommunaux agricoles d'électrification) et l'ANROC (Association nationale des régies de service public et des organismes constitués par les collectivités locales).

[1] *La filiale a été créée au début des années 2000 sous le nom d'ERDF. Depuis elle a pris le nom d'ENEDIS. Dans le document pour des raisons de simplification on utilisera le nom d'ENEDIS.*

LES CONTRATS DE CONCESSION

Le service public de la distribution d'électricité est géré sous le régime juridique de la concession. Un contrat de concession de service public, limité dans le temps, est établi entre un concédant (agissant au titre d'autorité organisatrice) et un concessionnaire.

Dans le cadre des contrats de concessions des réseaux distribution public :

• **le service public local (exploitation, entretien et développement des réseaux de distribution) est confié à ENEDIS**

• **le service public local (vente de l'électricité aux tarifs règlementés : TRV) est confié à EDF.**

Le tarif social (TPN) est une obligation de service public imposée à l'ensemble des fournisseurs.

Deux régimes de concession coexistent : un régime rural (communes de moins de 2 000 habitants) et un régime urbain. La différence réside dans la répartition de la maitrise d'ouvrage (en régime urbain elle est totalement confiée au concessionnaire).

Les contrats de concession de distribution d'électricité, ont, pour la plupart, été signés entre 1992 et 1995 sur la base d'un modèle de cahier des charges établi conjointement par EDF et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR). Ce modèle a été actualisé en 2007 afin de l'adapter au contexte législatif en séparant la distribution publique d'électricité et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés. De fait il doit désormais comporter trois signataires : le concédant, Enedis et EDF (tarifs règlementés). A noter que cette mise à jour n'a pas toujours été réalisée.

Enfin un protocole FNCCR/ENEDIS (sur la période tarifaire 2014-2017) a été signé en septembre 2013. Cet avenant applicable aux contrats de concession d'électricité s'applique au contrôle de la concession, à la redevance R2[2] et à la programmation des investissements.

Près de 1 200 contrats de concessions ont été conclus. Cependant, dans le cadre du regroupement des autorités organisatrices, ce nombre a fortement diminué. Il restait, en 2012, 736 concessions (537 communales et 199 intercommunales). Une part importante des contrats devra être renouvelée à l'horizon 2025.

La loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte (Loi du 17 août 2015) introduit plusieurs modifications ou ajouts concernant la distribution d'électricité.

• **Les missions du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité :** effacement de consommation, mesures d'efficacité énergétique et insertion des énergies renouvelables sur le réseau concédé.

• **La fourniture des données de la concession :** inventaire détaillé et localisé des ouvrages concédés, transmission des données de consommation et contenu du compte-rendu annuel d'activité (CRAC).

• **Le financement de l'activité concédée :** modalités de calcul du Tarif d'Utilisation des Réseaux Public d'Electricité (TURPE).

Enfin, un nouveau modèle de contrat de concession, prenant en compte ces évolutions, est actuellement en cours de discussions entre la FNCCR, ENEDIS et EDF.

[2] La redevance de concession comporte une part (R1) qui vise à financer les dépenses de structure du concédant et une part (R2) dite «d'investissement».

LE CONTROLE DE CONCESSION

Le Code Général des Collectivités territoriales prévoit qu'il appartient aux autorités concédantes de la distribution publique d'électricité d'exercer le contrôle de la concession. Il s'agit principalement de :

•Contrôler le bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges de la concession.

•Connaître et suivre le patrimoine de la concession sur le plan technique et comptable.

Ce contrôle s'appuie, généralement, sur la base des éléments fournis, obligatoirement, par le concessionnaire : le compte rendu annuel d'activité (CRAC) et les données de la concession.

LES FINANCEMENTS

FINANCEMENT DU CONCESSIONNAIRE

Il prend en charge la plus grande part des investissements (imposés et délibérés) et se rémunère directement ou indirectement auprès des usagers. Cela diffère des pratiques européennes où les investissements ne sont pas obligatoirement réalisés par le concessionnaire.

Le TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité) : fixé par le gouvernement sur proposition de la CRE il a pour objectif de couvrir les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux et de rémunérer leurs investissements. Le TURPE 3 (2009 / 2012) a représenté, en moyenne 83 % des recettes d'ENEDIS. Le nouveau TURPE 5 HTA-BT qui s'appliquera à compter du 1er août 2017 couvre la période 2017 / 2021. Il prend en compte, en particulier, le déploiement des compteurs Linky.

FINANCEMENT DU CONCEDANT

Le FACÉ (fonds d'amortissement des charges d'électrification) : Créé par la loi de finances de décembre 1936, il concerne les collectivités locales concédantes soumises au régime de l'électrification rurale (communes de moins de 2 000 habitants et n'appartenant pas à une communauté de communes de plus de 5 000 habitants). Plus d'un tiers des investissements réalisés par les autorités concédantes est financé par le FACE.

Les taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TCFE) : il s'agit de 3 taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (taxe communale, taxe départementale, et taxe intérieure. La taxe intérieure (TICFE) remplace la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

Ces taxes sont collectées par le fournisseur d'énergie et reversées à la commune (ou communauté de communes), au département et à l'état. Le montant des deux premières est déterminé par les communes et par le département. La valeur de la TICFE est fixée pour l'ensemble du territoire. Actuellement la taxe département est fixée entre 0,5 et 3,1875 €/MWh. La taxe intérieure était de 22,5 €/MWh au 1er janvier 2016.

Les taxes communales et départementales ne sont pas des ressources affectées. Elles ne sont donc pas nécessairement utilisées au financement du service public de la distribution d'électricité.

Les redevances de concession : le cahier des charges élaboré entre la FNCCR et EDF prévoit trois redevances versées par le concessionnaire au concédant.

- **Une redevance de fonctionnement, dite « R1 »**. Elle finance les dépenses annuelles de structure de l'autorité concédante (contrôle de concession, conseils aux usagers, coordination des travaux, ...). Son montant est basé sur les caractéristiques de la concession. Elle s'est élevée à 69 M€ en 2011.

- **Une redevance d'investissement, dite « R2 »**. Cette redevance n'est due que si le montant total HT des travaux réalisés par le concédant au cours d'une année donnée est supérieur au montant de la taxe locale sur l'électricité perçue par la collectivité pour la même année.

- **Une participation à l'intégration des ouvrages dans l'environnement, dite « article 8 »**. Le concessionnaire participe, à raison de 40 % du coût hors TVA, au financement de ce type de travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

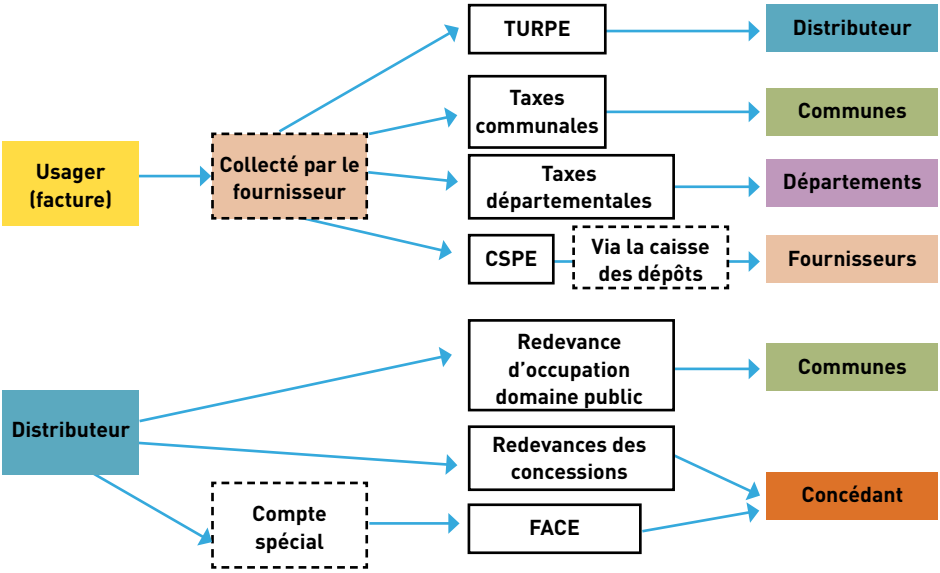
La redevance d'occupation du domaine public et la taxe foncière des bâtiments de transformation.

©EDF-Dias Jean-Lionel

Le fonds de péréquation : il ne finance pas directement les travaux réseaux, mais compense l'hétérogénéité des couts d'exploitation des réseaux (urbain/rural) et de la structure des consommations. De fait les grandes concessions urbaines financent, partiellement, les territoires ruraux (habitat plus dispersé, réseau plus fragile et moindre rentabilité). Cette contribution d'équilibre n'apparait pas en termes de prélèvement ou de versement à la maille de la concession. En fait les comptes de chaque concession affichent un double résultat : le résultat réel et le résultat dit « normatif » de la concession comprenant cette contribution.

Les aides diverses liées principalement aux économies d'énergies. Elles peuvent concerner l'éclairage public par exemple (aide ADEME).

LES FLUX FINANCIERS



LA PEREQUATION TARIFAIRE

En France la péréquation tarifaire[4] , garantit à chacun le même prix d'accès au réseau (quelle que soit la distance entre le lieu de production et celui de consommation). Les tarifs applicables sur tout le territoire national sont fixés par la commission de régulation de l'énergie (CRE). Ces coûts sont pris en compte dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). **En Allemagne** (900 opérateurs) l'écart de tarifs entre distributeurs peut atteindre 40 %.

[4] *Cette péréquation n'implique pas un prix final identique (influence du taux de taxes communales et départementales retenu et du cout de l'énergie).*

LE BILAN ACTUEL DU MODELE DE CONCESSION FRANCAIS

Le cout du kWh comprend plusieurs composantes. L'influence du modèle de concession apparait, principalement, dans les couts d'acheminement et les redevances de concession. Une comparaison[5] entre la France et l'Allemagne met en évidence un écart de prix total TTC (valeurs 2012) de 87% entre les 2 pays en faveur de la France : la part acheminement allemande est supérieure de 46% à la part française et la part redevance de concession est supérieure de 97%.

L'Allemagne compte plus de 900 distributeurs d'électricité, dont 90 % alimentent moins de 100 000 clients. Les régies communales alimentent 50 % des clients. L'autre moitié se répartit entre quelques opérateurs. L'écart de tarifs entre distributeurs peut atteindre 40 %.

La continuité d'alimentation peut être mesurée par deux indicateurs annuels : un indicateur de défaillance (la fréquence de coupure par usager) et un indicateur de disponibilité d'alimentation (le temps moyen de coupure par usager : «critère B » exprimé en minutes). Les valeurs « incidents HTA » (hors évènements exceptionnelles et coupures pour travaux) sont les suivantes :

Année 2013	Fréquence de coupure / usager	Temps moyen de coupure en mn
France	0,75	68,1 (46 mn en 2016)
Allemagne	0,46	15,32
Italie	1,28	42,27
Grande-Bretagne	NC	54,71

Les principales limites de la comparaison :

- **La structure de réseau** (longueurs, répartitions entre niveaux de tension, part aérien/souterrain) et les niveaux de tension sont différents car liés à l'aménagement du territoire du pays concerné, aux choix d'urbanisation et au modèle de consommation.
- **Le mode de collecte :** l'exhaustivité de la collecte est le point majeur (il n'est pas démontré que celle-ci est exhaustive dans tous les pays). En France la collecte des interruptions basse tension est parfois non-exhaustive. Enfin selon les pays cette collecte peut porter sur l'ensemble des clients (cas de la France) ou sur un échantillon considéré comme représentatif.
- **La définition d'incidents exceptionnels** est très différente entre les pays européens.

[5] *Cf. cahier n° 2013/05 de la direction générale du Trésor (novembre 2013).*

Création : www.unegraphiste.com - Photos de couverture : IED - ©EDF-Didier Marc - Legoupi Sylvie - Conty Bruno - Getty images/Art Jazz

Institut ied
Energie ■ Développement

15, rue Kléber ■ 93512 MONTREUIL
Tél. 01 48 51 17 00 ■ Fax 01 48 59 81 15
ied.montreuil@wanadoo.fr

Consultable sur notre site :
institut-energie-developpement.com