



Fiche pédagogique

LES RÉSEAUX AU CŒUR DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



Les réseaux publics d'électricité sont constitués d'un vaste ensemble de lignes, de câbles et de postes électriques, qui comprennent les transformateurs permettant de passer d'un niveau de tension à un autre et, plus généralement, l'ensemble des équipements nécessaires à la gestion et la surveillance des réseaux électriques. Avec la transition énergétique, les missions et défis des réseaux électriques évoluent : cette note de l'OIE en présente une description synthétique.



LES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE ET EN EUROPE

Depuis la première directive sur la libéralisation du secteur de l'électricité en 1996, le droit européen de l'énergie a entériné la séparation des activités de production et de fourniture d'électricité, ouvertes à la concurrence, d'une part, et les activités de transport et de distribution, organisées en monopoles régulés, d'autre part, tout en distinguant ces deux derniers. Le périmètre des ouvrages relevant des opérateurs de réseaux de transport ou des opérateurs de réseaux de distribution peut cependant varier selon les différents pays.

En France, on distingue généralement ainsi les deux types de réseaux :

- **Le réseau de transport** comprend à la fois le réseau de grand transport et d'interconnexion, les « autoroutes de l'électricité », sur

lesquelles circulent à très haute tension (400 kV et 225 kV) de grandes quantités d'énergie et les « réseaux régionaux de répartition » à haute tension (225 kV, 150 kV, 90 kV et 63 kV) qui alimentent les réseaux de distribution, mais aussi les clients industriels fortement consommateurs d'électricité. C'est aussi au réseau de transport que sont raccordées les grandes installations de production nucléaires, hydrauliques, et thermiques (en très haute tension) ainsi que les installations de production de taille intermédiaire (en haute tension). En France, le réseau de transport est exploité par RTE.

- **Les réseaux de distribution** acheminent l'électricité jusqu'à la plupart des consommateurs finals (clientèle domestique, tertiaire,

petite industrie...), en moyenne tension ou en basse tension, avec des niveaux allant de 20 kV à 230V. C'est aussi au réseau de distribution que sont raccordées la majorité des installations de production à partir d'énergies renouvelables et de cogénération. En France, les réseaux de distribution représentent 1,3 million de kilomètres de lignes et plus de 700 000 postes de distribution, qui sont la propriété des communes. Celles-ci peuvent les exploiter par le biais de régies, ou, dans la plupart des cas, conclure des contrats de concessions avec des opérateurs : en France, le réseau de distribution est ainsi opéré par Enedis (sur 95 % du territoire national) et 160 Entreprises Locales de Distribution (ELD).

LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le développement et le renouvellement du réseau de transport répondent à plusieurs objectifs :

- **le maintien de la sécurité d'alimentation**, en particulier dans les zones disposant de faibles capacités de production et d'un réseau peu maillé ;

- **le raccordement de nouveaux moyens de production de taille importante**, et le renforcement des réseaux situés en amont lorsque cela est nécessaire ;

- **l'augmentation des capacités d'interconnexion avec les pays voisins**, dans une perspective d'intégration des marchés¹.

Le document de référence en la matière est le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR)

de RTE qui répertorie l'ensemble des projets de développement du réseau en cours, à l'étude ou envisageables. Le SDDR est publié chaque année, et soumis à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le SDDR est établi en tenant compte des besoins à l'échelle de chaque région, notamment pour accueillir les nouvelles productions d'énergies renouvelables prévues dans le cadre des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

Un plan décennal de développement des réseaux (Ten-Year Network Development Plan –TYNDP) est également réalisé au niveau européen par ENTSO-E, l'association des gestionnaires de réseaux de transport : il prend en

compte les schémas nationaux de développement des réseaux, qui doivent être cohérents avec lui, et est soumis à l'Agence Européenne de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER).

Pour assurer la sécurité d'approvisionnement, adapter le réseau à la transition énergétique et permettre l'intégration européenne des marchés, RTE doit réaliser d'importants investissements : la trajectoire approuvée par la CRE pour la période 2017-2020 prévoit des investissements moyens annuels pour RTE de 1 500 M€. Ceux-ci seront financés par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) : le tarif applicable aux utilisateurs du réseau de transport est dit « TURPE HTB ».

1. OIE, *Les bénéfices de l'interconnexion*, 2016



LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Au cœur du mouvement d'électrification de l'Europe au début du 20^{ème} siècle, les réseaux de distribution ont connu de multiples évolutions et ont vu l'émergence de modèles différents parmi les différents pays européens. En France, le développement des premiers réseaux fut avant tout local (en 1914 on comptait ainsi 250 régies et 1200 concessionnaires), avant que la loi de nationalisation créant EDF en 1946 ne rassemble la majorité des réseaux de distribution sous l'égide d'un seul opérateur (aujourd'hui Enedis), à l'exception des entreprises publiques locales, qui ont pu poursuivre leurs activités.

(Ce sont les Entreprises Locales de Distribution (ELD) précédemment citées, qui sont de nos jours au nombre de 160.)

Le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution, qui consistait traditionnellement à acheminer l'électricité depuis les niveaux de tension supérieurs vers les consommateurs finals, évolue avec la transition énergétique : avec les énergies renouvelables, celle-ci voit l'émergence de nouvelles formes de production, dépendantes de la météo et plus décentralisées sur le territoire, et de nouvelles formes de consommation, plus flexibles, et satisfaisant de nouveaux usages

comme le véhicule électrique. Ces évolutions amènent à leur tour au développement de nouveaux cadres contractuels et réglementaires, adaptés à l'autoconsommation, et au développement de stratégies énergétiques locales, notamment avec les Territoire à Énergie Positive pour la Croissance Verte (TEPCV).

En plus de ses missions traditionnelles et des enjeux liés à la transition énergétique, le gestionnaire de réseau de distribution se trouve au cœur des enjeux de la digitalisation croissante du secteur électrique, en particulier avec le développement des *smart grids*. Le premier élément indispensable au développement des *smart grids* est le déploiement de compteurs communicants : le programme Linky d'Enedis prévoit ainsi la pose de 35 millions de compteurs du même nom d'ici à 2021 (3 millions de compteurs étaient déjà déployés à fin février 2017), ce qui représente un programme industriel de 5 milliards d'euros. La trajectoire des investissements sur le réseau de distribution prise en compte par la CRE prévoit un investissement moyen annuel 4 200 M€ pour la période 2017-2020. Le tarif applicable aux utilisateurs du réseau de distribution est dit « TURPE HTA/BT ».

