

Description physique du Réseau Public de Distribution (RPD) d'électricité

Résumé

Ce document décrit le Réseau Public de Distribution d'électricité.

Version	Date de la version	Nature de la modification
V0	29 juillet 2010	Création du document

SOMMAIRE

1 RAPPEL DE LA RÉGLEMENTATION TECHNIQUE.....	3
1.1 LE CONTEXTE DE LA DISTRIBUTION	3
1.2 LA CONCEPTION ET L'ÉTABLISSEMENT DES OUVRAGES	5
2 LES CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	6
2.1 LE RÉSEAU HTB	6
2.2 LE POSTE SOURCE	6
2.3 LE RÉSEAU HTA	6
2.3.1 <i>L'alimentation en HTA des zones rurales.....</i>	7
2.3.2 <i>L'alimentation en HTA des zones urbaines denses et des zones péri-urbaines</i>	8
2.4 CARACTÉRISTIQUES DES POSTES HTA / BT ET STRUCTURE DES RÉSEAUX BT.....	8
2.4.1 <i>Généralités</i>	8
2.4.2 <i>Postes et transformateurs HTA/BT.....</i>	8
2.4.3 <i>Départs BT.....</i>	9
3 LES PROTECTIONS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	10
3.1 LES PROTECTIONS ET LES AUTOMATISMES.....	10
3.2 LA PROTECTION DU RÉSEAU HTB.....	10
3.3 LA PROTECTION DES POSTES-SOURCES	11
3.4 LA PROTECTION DU RÉSEAU HTA.....	11
3.5 LA PROTECTION DU RÉSEAU BT	11
4 CRITÈRES DE DIMENSIONNEMENT ÉLECTRIQUE DES RÉSEAUX	12
4.1 DÉPASSEMENT DE L'INTENSITÉ ADMISSIBLE	12
4.2 TENUE DE TENSION	13
4.3 AUTRES CONTRAINTES TECHNIQUES	14
4.3.1 <i>Intensité de court-circuit</i>	14
4.3.2 <i>Perturbations</i>	14
4.4 DIMENSIONNEMENT ÉCONOMIQUE : LE PRINCIPE DU BILAN ACTUALISÉ	14
4.4.1 <i>Éléments pris en compte dans le bilan actualisé</i>	15
4.4.2 <i>Pertes</i>	15
4.4.3 <i>L'usage de l'Énergie Non Distribuée (END).....</i>	15
4.5 MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE LA DESSERTE.....	16
4.5.1 <i>Réseau HTB.....</i>	16
4.5.2 <i>Réseau HTA</i>	16
4.5.3 <i>Réseau BT.....</i>	17
5 LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION.....	17
5.1 POLITIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX	17
5.2 LES ÉTAPES DE RÉALISATION DU SCHÉMA DE DÉVELOPPEMENT.....	17
5.2.1 <i>L'élaboration du diagnostic :.....</i>	18
5.2.2 <i>La prévision des consommations et des puissances</i>	18
5.2.3 <i>L'analyse des contraintes du réseau</i>	18
5.2.4 <i>La cible à long terme</i>	18
5.2.5 <i>La définition des stratégies de développement des réseaux</i>	18
5.2.6 <i>L'échéancier des travaux et des investissements.....</i>	19

Rappel de la réglementation technique

Le contexte de la distribution

Les principaux textes en vigueur sont rappelés ci-dessous.

La loi sur les distributions d'énergie du 15 juin 1906 a instauré le régime de la concession pour les lignes électriques. Elle a souvent été modifiée par des lois et décrets, notamment avant la nationalisation.

La loi de nationalisation n°46-628 du 8 avril 1946 reste en vigueur dans son ensemble.

Parmi les six articles qui ont été modifiés par la loi du 10 février 2000, on retiendra :

- L'article 1 – Sont nationalisés la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité. Toutefois, à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi 2000-108 du 10 février 2000, les activités de production, d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que les activités de fourniture aux clients éligibles sont exercées dans les conditions déterminées par cette même loi.
- L'article 46 – Après modification, la loi du 10 février 2000 exclut les services de distribution d'électricité des restrictions exprimées dans l'article initial.

La directive européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996 concerne le marché intérieur de l'électricité. Par la signature de ce document, les pays membres décident la création d'un marché unique de l'électricité soumis aux règles de la concurrence. La directive établit les règles suivantes :

- ouverture à la concurrence de la production d'électricité (modalités d'implantation des nouvelles unités de production laissées au choix des États membres),
- création d'un Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT), indépendant, au moins sur le plan de la gestion, des autres activités non liées au réseau de Transport,
- attribution au GRT de la responsabilité de l'appel des installations de production,
- désignation d'un Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD),
- obligation de dissociation comptable pour les entreprises verticalement intégrées,
- définition des notions nouvelles de clients éligibles et de fournisseurs,
- choix laissé aux Etats entre l'accès au réseau négocié et l'accès réglementé,
- ouverture progressive du marché de l'électricité à la concurrence,
- désignation d'une autorité compétente, indépendante des parties, pour régler les litiges relatifs aux contrats,
- création de mécanismes de régulation, de contrôle et de transparence.

La loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (transposition de la directive européenne de 96) n'a pas aboli les lois antérieures. La France a fait plusieurs choix, parmi lesquels :

- programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée et rendue publique par le ministre chargé de l'énergie avec rapport présenté au parlement,
- désignation d'EDF comme Gestionnaire du Réseau de Transport, d'EDF et des Distributeurs Non Nationalisés (DNN) comme Gestionnaires des Réseaux de Distribution,
- choix d'un accès réglementé pour la rémunération de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, avec tarification fixée et publiée par l'Etat sur proposition de la Commission de Régulation,
- obligation d'achat, pour EDF et les DNN, de certaines productions : cogénération, valorisation des déchets ménagers, utilisation d'énergies renouvelables,
- élaboration d'un schéma de développement du réseau de transport par RTE avec présentation annuelle d'un programme d'investissements sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et du ministre chargé de l'énergie,

- responsabilisation des GRD pour le développement des réseaux de distribution, sous réserve des dispositions de la loi de nationalisation de 1946, articles 13 et 36, concernant l'intervention des collectivités locales en tant qu'autorités concédantes.

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 - Le premier projet de loi de transposition de la directive gaz s'est transformé en projet de loi « relatif aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie », permettant la modification de plusieurs dispositions de la loi électricité de février 2000. Le texte (titre VII), comporte 28 articles. Les principales modifications portent sur :

- le financement de la compensation des charges de service public par les consommateurs finaux d'électricité avec recouvrement par le gestionnaire du réseau pour les clients éligibles (instauration d'un prélèvement additionnel aux tarifs d'utilisation des réseaux),
- l'exercice, sans les limitations antérieures, du métier de fournisseur,
- l'éligibilité des distributeurs non nationalisés,
- la suppression de la durée minimale de 3 ans imposée aux contrats de fourniture,
- la faculté pour un fournisseur de conclure un contrat d'accès au réseau pour le compte des clients dont il est le fournisseur exclusif.
- Les compétences de la Commission de Régulation de l'Electricité, devenue Commission de Régulation de l'Energie, sont étendues au secteur du gaz. Concernant l'électricité, la CRE a pour principale mission d'assurer un accès équitable et transparent aux réseaux de transport et de distribution. Plus généralement, elle est chargée de veiller au fonctionnement régulier du marché et à l'absence de toute discrimination, subvention croisée ou entrave à la concurrence, en liaison avec le Conseil de la Concurrence. Les attributions de la CRE sont définies précisément dans la *loi du 10 février 2000*, titre VI « La Régulation ».

La loi du 10 février 2000 a annoncé la parution de décrets d'application. Plus de vingt décrets sont sortis concernant principalement :

- l'organisation et le fonctionnement de la CRE (*décret 2000-381 du 2 mai 2000*),
- l'éligibilité des consommateurs (*décret 2000-456 du 29 mai 2000* seuil de 16 GWh à partir du 19 février 2000 abaissé par le *décret n°2003-100 du 5 février 2003* au seuil de 7 GWh),
- l'obligation d'achat pour les installations de production jusqu'à 12 MW (*décret 2000-1196 du 6 décembre 2000*),
- le renvoi des conditions de l'obligation d'achat de la production d'électricité (*décret 2001-410 du 10 mai 2001*) à des arrêtés ultérieurs (les tarifs, la durée des contrats, etc..),
- les principes de tarification de l'utilisation des réseaux transport et distribution établis à partir du coût des réseaux et incluant les coûts des pertes d'énergie et ceux liés aux comptages et la rémunération du capital investi, l'obligation faite aux gestionnaires de réseaux d'identifier sur les factures, pour les clients non éligibles, le coût d'utilisation des réseaux, le reversement par les GRD au GRT de la part des recettes correspondant à l'utilisation du réseau de transport (*décret 2001-365 du 26 avril 2001*),
- la fixation des tarifs sur proposition de la CRE (*décret 2002-1014 du 19 juillet 2002*, et décision ministériels du 23 septembre 2005, approuvant le TURPE, parue au JO du 6 octobre 2005),
- la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux (*décret 2001-630 du 16 juillet 2001*),
- les principes régissant les tarifs de vente aux clients non éligibles (*décret 2001-678 du 26 juillet 2001*) établis en fonction des coûts de production, d'utilisation des réseaux, et de commercialisation et intégrant les dépenses de développement du service public (absence de subventions en faveur des clients éligibles).

Les cahiers des charges de concession des réseaux publics - La loi de nationalisation de 1946 a choisi de conserver le régime juridique de la concession des réseaux. La loi de février 2000 confirme ce régime pour la gestion du réseau public de transport d'électricité. Pour la distribution, la loi prévoit que les collectivités territoriales en tant qu'autorités concédantes concluent les contrats de concession avec les gestionnaires du réseau. Des décrets

à venir doivent apporter des précisions (indicateurs de performance du réseau concédé, redevances et pénalités dues par les GRD).

La loi d'aout 2004 confirme le maintien des contrats de concession d'état existants pour la distribution aux services publics pour les ELD qui en disposent.

La conception et l'établissement des ouvrages

Le décret du 29 juillet 1927 pris en application de la loi du 15 juin 1906 est toujours en vigueur. Il a été modifié par le décret du 17 janvier 2003. Il traite de la procédure d'instruction des demandes de concession et d'autorisation de lignes. Il y est question des Distributions publiques concédées par une commune, un syndicat de communes ou par l'Etat :

L'article 36 traite des transports d'énergie concédés par l'Etat. Il est précisé que les concessions de transport peuvent comprendre, éventuellement, la transformation de l'énergie, mais ne comportent pas la vente de cette énergie.

Les articles 49 et 50 réglementent les approbations des projets d'exécution de construction de lignes.

L'arrêté interministériel « fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique » (arrêté technique) – L'arrêté du 2 avril 1991 a été remplacé par celui du 17 mai 2001 à partir du 12 décembre 2002 pour prendre en compte les conséquences de la tempête des 26 et 27 décembre 1999 dans le dimensionnement mécanique des lignes aériennes Une modification a été publiée entre temps par arrêté du 26 avril 2002.

En sus des travaux d'organismes de normalisation indépendants, nationaux ou internationaux, l'arrêté technique vise à protéger la population contre les risques électriques. Pour cela il définit les règles constructives essentielles relatives aux ouvrages électriques de transport et de distribution. L'arrêté technique traite notamment :

- de la protection contre les contacts directs et indirects et des mises à la terre,
- de la tenue mécanique des ouvrages,
- des distances à respecter entre les ouvrages électriques et leur environnement,
- des régimes du neutre BT, HTA et HTB.

On retiendra les deux articles suivants de l'arrêté de 2001.

L'article 26 est relatif à la distance aux arbres et obstacles divers (des visites périodiques des lignes aériennes en conducteurs nus doivent être effectuées afin d'en déceler les déficiences et de déterminer les élagages et abattages nécessaires. Les dates et les résultats de ces visites doivent être mentionnées sur un registre ou regroupés dans un dossier tenu à la disposition du service du contrôle).

L'article 59 bis est relatif à la traversée des zones boisées. Pour prévenir l'impact des chutes d'arbres, l'établissement de lignes HTA est interdit dans les bois et forêts et à leur proximité immédiate (sauf canalisations électriques enterrées ou lignes aériennes utilisant exclusivement des câbles et des supports adaptés).

Les principales normes relatives à la conception et la réalisation des ouvrages sont :

- NF C 11-201 d'octobre 1996 (et son Amendement A1 de décembre 2004) réseaux de distribution d'énergie électrique (règles de construction),
- NF C 13-000 d'avril 2003 installations électriques de tensions nominales > à 1 kV en courant alternatif,
- NF C 13-100 d'avril 2003 postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimenté par un réseau de distribution publique de deuxième catégorie,
- NF C 13-200 d'avril 1987 installations électriques à haute tension (et rectificatif de mai 1987),
- NF C 14-100 branchements, pour leur partie située entre le réseau et l'origine de l'installation intérieure.

L'arrêté technique du 17 mai 2001 est repris et illustré dans l'UTE C11-001 d'août 2001.

Les caractéristiques du réseau de distribution

ES Réseaux gère deux concessions :

- Une concession d'état de Distribution aux Services Publics (DSP) pour l'alimentation intercommunale. Les niveaux de tensions utilisés sont les niveaux HTA (20 kV), HTB1 (63 kV) et HTB2 (225 kV)
- Des concessions communales de Distribution Publique (DP) pour l'alimentation locale d'une commune avec des tensions allant de la BT à la HTB.

La plus grande partie de l'énergie électrique est acheminée depuis les grands sites de production par le réseau de transport (RTE). ES réseaux assure la distribution sur son territoire de desserte couvrant 75 % de la superficie du Bas-Rhin via ses réseaux. Des centrales de production de petite et moyenne puissance sont également raccordées directement sur les réseaux HTA et BT, mais n'assurent qu'une faible partie des besoins en électricité. ÉS Réseaux décide de la structure du réseau et des raccordements associés en fonction des zones et des paramètres décrits ci-après.

Le réseau HTB

Le réseau HTB exploité par ÉS Réseaux est constitué de lignes 225 kV en antenne et d'un réseau 63 kV maillé. Le maillage du réseau 63 kV consiste à alimenter chaque poste source par au moins deux lignes 63 kV en permanence. De ce fait, la perte d'une ligne ne provoque pas de coupure du poste source puisque l'ensemble de la charge est reportée sur la deuxième ligne.

Chaque poste source est équipé d'au moins deux transformateurs HTB/HTA qui se secourent mutuellement. Si un transformateur se retrouve hors service, l'ensemble de la charge du poste est reprise par le deuxième transformateur, ce qui limite considérablement le temps de coupure de la clientèle.

D'un point de vue plus général, l'ensemble du réseau HTB d'ÉS Réseaux est dimensionné et exploité en respectant la règle du "N-1" qui garantit que le réseau est secouru en cas de perte ou d'indisponibilité d'un ouvrage important. Ce dimensionnement permet ainsi de limiter le nombre et la durée des coupures d'alimentation des utilisateurs du réseau.

Le poste source

Les postes sources sont les ouvrages d'alimentation des réseaux de distribution HTA. Ils sont raccordés au réseau HTB 63 kV ou 225 kV dans les zones de forte densité de consommation. Ils bénéficient d'équipements de surveillance, de protection et de télécommande. L'exigence de disponibilité justifie souvent l'équipement d'installations permettant au poste source de fonctionner avec la perte d'une ligne d'alimentation HTB ou d'un transformateur HTB/HTA. (cf. 0)

Le poste-source contribue :

- à la mesure des flux d'énergie (équipements de comptage d'énergie),
- au changement tarifaire par la télécommande centralisée d'émission à 167 ou 180 Hz,
- à la sûreté du réseau de transport par le système de délestage fréquence-métrique,
- à la qualité et à la continuité de l'alimentation électrique par les systèmes de réenclenchement automatique, de réglage de la tension et de compensation du réactif.

ÉS Réseaux exploite 37 postes-sources à la date de publication du présent document.

Le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué par l'ensemble des départs issus des postes-sources. Le nombre de départs par poste-source varie de quelques unités à plusieurs dizaines. Les départs HTA

alimentent les postes des clients raccordés en HTA et les postes HTA/BT dits « de distribution publique » servant à l'alimentation des clients basse tension.

Le niveau de la tension en HTA est 20 kV entre phases. Retenu au niveau national par ERDF comme la tension de référence HTA, il a représenté pour ESR un bon compromis technico économique permettant :

- d'alimenter sans chute de tension excessive des points éloignés des postes sources existants et de limiter ainsi le nombre d'injections HTB/HTA à créer en zone rurale
- de disposer d'une bonne capacité pour les départs HTA en zone urbaine
- de réutiliser une part importante des ouvrages construits suivant l'ancien palier 13,5 kV, en particulier les câbles HTA souterrains des zones urbaines ou péri-urbaines.
- De maîtriser les coûts d'investissement et de développements par l'emploi du palier standard national.

En règle générale et par construction, l'ossature d'un départ HTA est bouclée pour permettre de réalimenter rapidement la clientèle suite à coupure due à un incident. Ce bouclage est également utilisé pour assurer le secours des postes sources dans la Communauté urbaine de Strasbourg (CUS) et partiellement hors CUS.

Le régime de protection des réseaux HTA est celui de la mise à la terre du neutre en un seul point, au transformateur HTB/HTA du poste-source, par l'intermédiaire d'une résistance.

Dans les postes-source urbains, cette disposition est améliorée par l'ajout d'une bobine (impédance fixe). Le neutre n'est donc pas distribué sur le réseau HTA.

Les zones urbaines sont desservies en souterrain et les zones rurales (faible densité de consommation électrique) sont alimentées par des lignes aériennes ou mixtes - en partie souterraines, en partie aériennes.

Le Distributeur ES s'est engagé depuis plus de 10 ans à réaliser tous ses nouveaux réseaux HTA (extension et renouvellement) en souterrain. Ainsi le réseau aérien décroît chaque année de plusieurs dizaines de kilomètres. Il représentait environ 26% des réseaux HTA à fin 2008

L'alimentation en HTA des zones rurales

Les liaisons de poste-source à poste-source peuvent être remplacées par des liaisons ayant leurs extrémités sur le même poste-source mais sur deux demi-jeux de barres différents. Des portions de départs peuvent ne pas être « bouclables » : ce sont les antennes HTA.

Du fait des programmes d'enfouissement progressif des réseaux, la plupart des départs HTA en zone rurale sont mixtes et comprennent à la fois des tronçons aériens et souterrains.

Sur les parties aériennes, les postes HTA/BT sont raccordés en dérivation ou en coupure d'artère. Le raccordement direct de transformateurs HTA/BT (sur poteau ou sur socle en « bas de poteau »), sans protection, a longtemps été la règle. Désormais, l'introduction de fusibles dans les transformateurs évite en cas d'avarie transformateur, l'interruption du courant sur la ligne entière et la pollution de l'environnement.

Sur les tronçons souterrains, le principe de raccordement des postes HTA/BT est la coupure d'artère : les postes sont insérés en série sur la canalisation par l'intermédiaire de deux câbles. Toutefois, il est admis dans certaines circonstances de réaliser ces raccordements en dérivation, soit par l'intermédiaire d'une boîte tangente, soit par l'intermédiaire d'une armoire de coupure HTA.

Aujourd'hui, la structure cible d'un départ HTA rural est le réseau souterrain : ossature et dérivations souterraines.

L'alimentation en HTA des zones urbaines denses et des zones péri-urbaines

Plusieurs schémas de réseau sont possibles. Sont à examiner les paramètres suivants :

- la faculté de secourir les postes-sources, ce qui représente un objectif important en urbain où la perte d'un poste-source est considérée comme ne devant pas entraîner de gêne prolongée pour les clients,
- le coefficient d'utilisation de la capacité des ouvrages en marche normale,
- le niveau des pertes électriques par effet Joule.

En milieu urbain, le principe de raccordement retenu est la coupure d'artère : les postes sont insérés en série sur une canalisation principale appelée « ossature » par l'intermédiaire de deux câbles. L'ossature est exploitée en permanence ouverte à l'un des postes pour éviter un bouclage entre deux sources. La continuité de l'ossature est assurée par les jeux de barres des postes qu'elle alimente.

A partir de ce raccordement, plusieurs structures sont utilisées en fonction de la densité et du réseau existant :

- La structure standard est une liaison entre deux postes sources HTB/HTA, ouverte en un point du réseau choisi en privilégiant la répartition des charges des deux côtés de la liaison. Elle est utilisée surtout en zone de moyenne densité
- La structure en maille est utilisée en zone dense : la liaison HTA est formée de plusieurs tronçons, chaque tronçon étant relié à un autre départ HTA, assurant ainsi davantage de possibilités de secours
- Dans certains cas, plusieurs départs issus de postes sources différents se rejoignent dans un poste de sectionnement. Les postes de sectionnement sont des postes sources potentiels

Caractéristiques des postes HTA / BT et structure des réseaux BT

Généralités

Les zones agglomérées correspondent à des densités de charges moyennes ou importantes. Toutes les rues comportent un réseau BT d'un côté, voire des deux côtés si le réseau est très dense. Le réseau existant peut être aérien ou souterrain. Les nouveaux réseaux seront majoritairement réalisés en technique souterraine.

Les terrains étant en général difficiles à trouver pour créer de nouveaux postes HTA/BT, les raccordements d'immeubles sont autant d'opportunités à étudier pour négocier un local ou un emplacement avec le promoteur en s'appuyant sur l'article R 332-16 du code de l'urbanisme. Autrement, l'augmentation de la taille des postes HTA/BT existants et du nombre de départs BT par poste est à privilégier pour répondre aux accroissements de charge.

Les zones non agglomérées correspondent à des densités de charges réduites ou moyennes. Elles se rencontrent jusqu'en périphérie des bourgs. Les charges sont disséminées et leur répartition sur le territoire aléatoire. Le réseau est mixte et les nouveaux réseaux pourront être aériens ou souterrains.

Postes et transformateurs HTA/BT

Le poste de transformation HTA/BT est le point d'alimentation des réseaux de distribution publique BT. Il existe plusieurs types de postes selon la densité de charge à alimenter.

Un poste rural, sur poteau ou en cabine simplifiée, peut alimenter un ou deux départs BT. Un poste urbain en cabine, enterré ou en immeuble, peut alimenter de un à huit départs, voire 16 dans le cas de postes équipés de deux transformateurs. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles : quelques centaines de mètres en aérien ou en souterrain.

La création d'un nouveau poste résulte :

- soit de l'apparition d'une nouvelle charge importante (raccordement) ;
- soit de l'évolution des charges existantes, provoquant une contrainte sur le réseau.

Le rayon d'action d'un poste neuf est de l'ordre de 350-400 m environ en zone non agglomérée et de 250-300 m environ en zone agglomérée. Ce rayon d'action peut varier fortement en fonction de la puissance des consommateurs alimentés. Il sera placé de façon à desservir au mieux les charges à alimenter. Le nombre de postes à créer est à limiter, en privilégiant la création d'un gros poste plutôt que plusieurs petits dans une zone à alimenter. Dans les zones alimentées en souterrain, un poste de transformation HTA/ BT peut desservir de quelques dizaines de maisons disséminées en zone rurale à 300 logements en milieu urbain dense.

Un poste neuf doit respecter la structure HTA existante, ou la structure cible à 5 ans du schéma de développement établie par le Distributeur.

La position du poste neuf dépendra principalement de l'emplacement du terrain disponible pour l'y construire.

Un poste doit être conforme aux prescriptions de la norme NF C 11-201 §5. Il doit être placé dans une zone non inondable; si le seul emplacement disponible est situé dans une zone inondable, il sera mis hors d'eau à minima. ES Réseaux doit avoir à toute heure un accès facile et immédiat au poste pour effectuer les opérations nécessaires à l'exploitation du réseau. Les postes enterrés seront évités car leur réalisation est très onéreuse et les contraintes d'exploitation sont importantes.

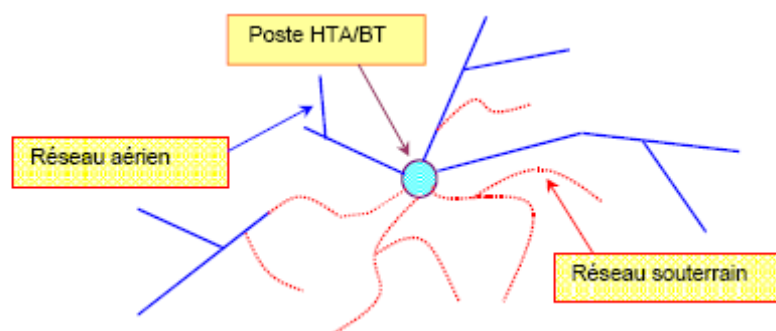
Départs BT

Généralités

Le niveau de la tension BT est normalisé au niveau européen à 230/400V (arrêté du 29 mai 1986)

L'architecture des réseaux BT est largement conditionnée par la voirie, la nature et la densité des constructions. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : de type arborescent, le moins de longueur possible, sections des conducteurs uniques ou décroissantes.

Le schéma ci-dessous illustre la structure des réseaux BT à réaliser en urbain comme en rural. Elle fonctionne quelle que soit la densité de puissance et permet d'assurer une continuité de service satisfaisante.



Les liaisons de secours entre lignes BT sont réservées aux cas exceptionnels. La réalimentation des utilisateurs en cas d'incidents peut se faire en déroulant un ou plusieurs câbles provisoires ou en installant un groupe électrogène.

Les réseaux BT peuvent être réalisés :

- en lignes aériennes construites en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux, potelets ou exceptionnellement sur façade, de section 70 et 150 mm² Alu

- en souterrain, 150 et 240 mm² Alu, et éventuellement 95 mm² Alu (réservé aux voies non évolutives et peu chargées).

Particularité des réseaux souterrains

Les coûts des tranchées et des réfections de voirie sont tels, comparés au coût des câbles, qu'il ne sera jamais avantageux de poser une canalisation de petite section si son renforcement est à envisager quelques années plus tard.

Sur un réseau souterrain, il est recommandé de prévoir des points de coupure intermédiaires (émergences), placés de manière à réduire le temps de coupure lors de dépannage du réseau.

Pour faciliter le dépannage, on limitera :

- la distance entre deux émergences à 100 m environ ;
- de 10 à 15 le nombre de lots entre 2 points de coupure

Le branchement BT est l'ouvrage compris entre le réseau BT et l'origine de l'installation intérieure de l'utilisateur. Les nouveaux branchements sont dimensionnés à 12 kVA et sont réalisés en monophasé (2 fils - 60 A), sauf si les besoins de l'utilisateur l'exigent (machine triphasée) ou si le réseau n'est pas de capacité suffisante pour desservir dans de bonnes conditions la puissance en monophasé.

Pour les puissances supérieures, les branchements sont triphasés, jusqu'à la limite de 250 kVA.

Au point de raccordement des branchements au réseau BT, il n'y a pas d'appareillage de coupure.

L'alimentation d'un utilisateur devant, toutefois, pouvoir être interrompue depuis le domaine public, le point de coupure est situé à la limite de sa propriété. Il est en général constitué par un jeu de fusibles placé en amont du comptage.

Le disjoncteur de branchement est un appareil à fonctions multiples qui assure :

- la protection contre les courts-circuits,
- la protection différentielle,
- la fonction de coupure au point frontière entre réseau et installation intérieure,
- la fonction de limitation de la puissance appelée à la valeur de la puissance souscrite.

L'UTE distingue le domaine du branchement, qu'elle traite dans la norme UTE C14-100, et celui de l'installation intérieure, dans la norme UTE C15-100.

Les protections du réseau de distribution

Les protections et les automatismes

Les grands principes de protection sur le réseau de distribution sont la détection des courts-circuits entre phases et la détection des défauts d'isolement à la terre. Les transformateurs HTB/HTA des postes-sources sont équipés de protections en cas d'échauffement. Il existe aussi des télémessures des départs HTA en particulier utilisées en urbain lors de la reprise temporaire de charge en secours. Sur le réseau BT, les fusibles placés en tête des départs protègent contre le court-circuit le plus éloigné.

La protection du réseau HTB

L'exploitation en réseau maillé du niveau de tension HTB impose la mise en place de protections sophistiquées afin d'éviter les déclenchements simultanés des protections et d'assurer la mise hors tension du seul tronçon concerné par un incident.

Ainsi, chaque disjoncteur de ligne sera équipé :

- d'une protection principale de distance avec 4 stades de fonctionnement temporisés en vue d'assurer la sélectivité du système,

- d'une protection de secours qui intervient en cas de défaillance de la protection principale,
- d'une protection homopolaire destinée à effacer les défauts impédants.

La protection des postes-sources

Les systèmes de protection, de commande et de contrôle des postes-sources ont évolué par paliers techniques.

Le palier actuel des « Protections et Contrôle Commande Numérique » (PCCN) a été défini et doit équiper à terme les ouvrages neufs et remplacer les matériels anciens nécessitant un maintien en conditions opérationnelles trop coûteux. Ce choix de la technologie numérique pour les protections, les automates, les télésignalisations, la télécommande et les télémesures vise à faciliter les évolutions du plan de protection (télé paramétrage, modifications logicielles) et à gagner en fiabilité du système (autotest des matériels). Les interventions seront facilitées par l'utilisation d'outils informatiques de maintenance et de configuration.

La protection du réseau HTA

Le réseau HTA comporte des automatismes de remise sous tension après une défaillance temporaire. La majorité des défauts sur les ouvrages aériens sont monophasés (un conducteur venant accidentellement en contact avec la terre). Les contacts provoquant un court-circuit entre deux phases ne représentant guère que 20% des cas. Face à ce constat, différentes parades ont été mises en œuvre :

La politique de mise à la terre du neutre HTA consiste à installer une impédance de limitation du courant de défaut franc à la terre (limitation à 1 000 A sur les réseaux souterrains urbains, à 150 A sur les autres). Les conséquences de ces dispositions techniques sont la détection et la mise hors tension du départ HTA siège d'un défaut d'isolement et la limitation, au moment du défaut, des surtensions à une valeur compatible avec les niveaux d'isolement des matériels HTA et BT. De type ampèremétrique, le système de protection est de conception simple et de bonne sensibilité. Le plan de protection des réseaux aériens ou mixtes consiste à programmer une série d'ouvertures et fermetures du disjoncteur du départ HTA sur détection de défaut (cycles de réenclenchements rapides et lents).

La protection du réseau BT

Le régime de neutre des réseaux de distribution BT est fixé en France par le texte réglementaire dit « arrêté technique » qui stipule : « *Les distributions triphasées doivent comporter un conducteur neutre relié à un point neutre et mis directement à la terre* ». Cette disposition exclut le recours à d'autre régime du neutre sur les réseaux de distribution BT. L'arrêté technique stipule également pour les lignes aériennes un nombre minimal de prises de terre du conducteur neutre en réseau. Le schéma des liaisons à la terre des installations BT alimentées par un réseau de distribution publique est du type « TT », à savoir neutre du réseau mis à la terre, et masses métalliques mises également à la terre, cette deuxième terre étant distincte de la terre du neutre.

Deux zones sont définies en fonction de la mise à la terre HTA au poste source :

- les zones rurales ou péri-urbaines sont desservies par un poste source avec régime de neutre 150 A. Dans cette zone, la terre des masses est fixée au maximum à 10 ohms et celle du neutre à 5 ohms. Toutefois, il est possible d'interconnecter les terres des masses et du neutre sous réserve du respect d'une valeur globale des terres inférieure à 2,5 ohms

- En zone urbaine, qui est desservie par un poste source avec régime de neutre 1000 A, les terres des masses et du neutres sont interconnectées et d'une valeur inférieure à 1 ohm.

Chaque circuit BT est protégé par un jeu de fusibles placé en sortie de transformateur et dont le calibre est fonction de l'intensité nominale admissible dans le câble. Il n'y a pas d'autre protection jusqu'aux fusibles avant compteur de chaque utilisateur, sauf pour l'alimentation des collectifs. Dans ces cas, il existe souvent une protection supplémentaire en amont de la colonne de distribution dans le bâtiment. La protection du branchement est assurée par des fusibles et un disjoncteur.

De l'aval vers l'amont, on rencontre les fusibles de l'installation intérieure du client (norme UTE C15-100), le disjoncteur différentiel du distributeur assurant une double protection, contre les défauts à la terre et contre les courts-circuits, et les fusibles en amont du compteur.

Critères de dimensionnement électrique des réseaux

Les facteurs intervenant sur le dimensionnement des réseaux sont en raison des caractéristiques et des particularités des ouvrages. En effet, les ouvrages ont de longues durées de vie et sont posés principalement dans le domaine public (sauf les réseaux aériens HTB et HTA qui sont pour l'essentiel établis en domaine privé), ce qui génère souvent des gênes importantes pour les riverains, notamment pour la pose de liaisons en tranchées. De ce fait, un ouvrage est dimensionné non seulement pour répondre aux contraintes techniques (intensité, tension), mais aussi pour répondre dans la durée aux évolutions de l'environnement (raccordement de nouveaux utilisateurs, évolution des consommations), aux exigences de qualité de l'alimentation électrique des utilisateurs, et contraintes d'exploitation (pertes, entretien et maintenance).

Dépassement de l'intensité admissible

Le passage du courant dans les ouvrages provoque une élévation de température de cet ouvrage par dissipation de chaleur lié à l'effet Joule. Cet échauffement peut avoir plusieurs effets :

- Une diminution de la hauteur des conducteurs aériens par rapport au sol
- Une dégradation des caractéristiques mécaniques et isolantes des composants
- Un vieillissement accéléré des ouvrages

A chaque ouvrage est ainsi attribué une limite d'intensité appelée limite thermique (on distingue deux notions : IMAP, Intensité Maximale Admissible en Permanence et intensité maximale admissible en régime de secours en liaison avec une durée). Cette limite thermique est donnée par le constructeur, en fonction des caractéristiques de l'ouvrage et de son mode de pose.

Le respect des limites thermiques peut être impératif ou avoir un caractère économique entre coût du dimensionnement, vitesse de vieillissement de l'ouvrage et conformité par rapport à l'arrêté technique concernant les réseaux aériens.

Un transformateur supporte des surcharges de courte durée, mais des surcharges répétées entraînent un vieillissement rapide de ses composants. Ainsi, le Distributeur ESR n'accepte aucune surcharge des transformateurs en schéma normal d'alimentation, mais accepte des surcharges pouvant aller jusqu'à 25 % de la capacité nominale en régime dégradé.

Pour les lignes aériennes, la réglementation impose de ne pas dépasser des IMAP (Intensité Maximale Admissible en Permanence) des ouvrages en toute circonstance. Pour les câbles, la

surcharge provoque la détérioration rapide des isolants et réduit la durée de vie du câble. Compte tenu du coût de la mise en œuvre par rapport au prix du câble, aucune surcharge n'est acceptée sur les câbles isolés, aériens ou souterrains. En HTB, les câbles supportent une surcharge en régime de secours dont la durée est fonction de l'intensité, de la température extérieure, du type de pose et des proximités d'autres ouvrages dans le sol. En régime normal, la température de l'âme ne doit pas dépasser 90°C pour un isolant PER pour que le vieillissement ne soit pas accéléré. En régime de secours l'âme peut être momentanément portée à 100° C. Les intensités de secours sont calculées selon des durées de surcharge normalisées : 5 mn, 20 mn, 1h... Ces durées doivent permettre l'établissement de schémas de secours sinon le délestage doit être envisagé)

L'intensité est mesurée en permanence sur les réseaux HTB et sur les départs HTA. Aucune mesure permanente n'est effectuée sur le réseau BT.

En réseau neuf, les ouvrages sont dimensionnés en tenant compte de l'évolution future des charges. Les mesures effectuées sur le réseau permettent de vérifier annuellement le respect des limites thermiques et de déceler les contraintes.

Tenue de tension

Réseau HTB

Sur les réseaux HTB, les plages normales de variation de la tension sont :

- Entre 200 et 245 kV pour la tension nominale 225 kV
- De $\pm 8\%$ de la tension contractuelle pour le réseau 63 kV. La tension contractuelle peut être fixée dans une plage de $\pm 6\%$ de la tension nominale du réseau. Par défaut, la tension contractuelle est égale à la tension nominale, soit 63 kV.

Réseau HTA

L'arrêté du 24 décembre 2007 fixe la plage de variation de la tension HTA à $\pm 10\%$ de la tension nominale, qui est de 20 kV sur les réseaux HTA d'ES Réseaux. Par ailleurs, les contrats avec les clients HTA ont fixé l'engagement du distributeur à délivrer une tension HTA ne variant pas de plus de 5 % autour d'une valeur contractuelle. Par défaut, cette valeur est égale à la tension nominale.

Par ailleurs, le niveau de tension HTA influence directement le niveau de tension BT, les transformateurs HTA/BT ayant un rapport de transformation fixe (le réglage limité à 3 prises dans une plage de 5%, n'est possible qu'une fois le transformateur consigné).

Pour respecter ses obligations dans la durée, le distributeur ES a retenu les seuils de tension HTA suivants :

- En alimentation normale, la tension HTA en tout point du départ doit rester à l'intérieur de la plage [Un + 5%, Un - 5%]
- En régime dégradé, la plage est élargie à [Un + 5%, Un - 8%]

Réseau BT

La tension réglementaire a été fixée à 230/400V en France par arrêté du 29 mai 1986, valeur adoptée au niveau européen en 1996 (norme EN 50160).

L'arrêté du 24 décembre 2007 fixe la plage de variation de la tension BT à $\pm 10\%$ de la tension nominale (Un), soit :

- Entre 207 et 253 V en monophasé

- Entre 360 et 440 V en triphasé

Pour tenir compte des écarts possibles sur la tension HTA et des évolutions possibles du réseau BT, les seuils retenus par le distributeur pour la planification BT sont :

- En réseau neuf, la plage de variation doit être comprise entre +8 et -5 % de U_n
- En réseau existant, la plage de variation doit être comprise entre +8 et -10% de U_n

Autres contraintes techniques

Intensité de court-circuit

Une intensité de court-circuit trop faible peut générer des perturbations sur le réseau : problèmes de transmission des ordres de télécommande, phénomène de flicker....

L'intensité de court-circuit doit rester inférieure au pouvoir de coupure des organes de protection et des tenues au court-circuit des conducteurs et autres ouvrages du réseau.

Perturbations

Certains usages de l'électricité peuvent provoquer des perturbations sur le réseau : déséquilibre, creux de tension, flicker, harmoniques. En cas de risque de perturbation, une étude sera menée pour vérifier la compatibilité d'une installation avec la réglementation en vigueur.

Dimensionnement économique : le principe du bilan actualisé

L'activité de réseaux se caractérise par de lourds investissements pour la construction d'ouvrages dont la durée de vie s'étend sur plusieurs dizaines d'années. Le gestionnaire de réseaux est confronté à la question de l'évaluation économique d'un investissement sur une longue période.

La méthode retenue par le Distributeur ÉS est celle de l'actualisation des dépenses et des recettes. Le calcul d'actualisation a pour but de ramener les valeurs à une année de référence. Le principe sous-jacent est celui de « la préférence pour le présent » ; un investissement aura un poids économique plus important s'il est réalisé à l'année N que s'il est réalisé à l'année N+1.

On applique un « taux d'actualisation », ici noté i . Au total, si des dépenses $C(n)$ sont effectuées chaque année n sur la durée de vie N de l'ouvrage, la valeur des dépenses ramenées à l'année 1 se calcule par la formule :

$$\text{Bilan total actualisé des dépenses} = \sum_{n=1}^N \frac{C(n)}{(1+i)^n}$$

Le même calcul est fait pour les recettes.

Il découle de la formule que, pour un même service rendu, il est toujours économiquement préférable de différer la dépense ; plus la valeur du taux d'actualisation est forte, plus elle décourage les investissements immédiats. La valeur actuellement en vigueur à ÉS Réseaux est 8 %. Les calculs d'actualisation sont effectués à monnaie constante, les effets de l'inflation étant considérés comme compensés (le taux d'actualisation n'a pas de relation avec le taux d'inflation).

Le calcul de bilan actualisé des dépenses et des recettes sur la durée de vie d'un ouvrage permet de comparer plusieurs projets d'investissement au plan économique, ces projets étant destinés à résoudre par des voies différentes un même problème sur le réseau (une contrainte

électrique, un état de vétusté ou une obligation liée à l'environnement). La solution retenue – dite « optimale » - est celle qui minimise le bilan actualisé à long terme.

Éléments pris en compte dans le bilan actualisé

Sont pris en compte :

- Les dépenses d'investissement : elles sont prises en compte à la leur date d'engagement
- Le coût annuel des pertes par effet Joule
- Le coût annuel de l'énergie non distribuée, en estimant statistiquement la probabilité de coupure (voir § 5.4)
- Le coût de l'entretien des ouvrages
- Le coût des dépannages et des réparations
- Le coût du dépannage et des réparations estimé à partir des statistiques d'incidents et des coûts unitaires moyens constatés.

Cependant, dans de nombreuses études, les différences d'investissements sont telles qu'elles rendent les autres facteurs, souvent faibles, négligeables dans le bilan actualisé. C'est pourquoi, dans la plupart des cas, les études se limitent à la comparaison des coûts d'investissements actualisés.

Pertes

Les pertes constituent un élément important du coût d'exploitation des réseaux. En particulier, dans le cas des réseaux souterrains, le coût des câbles est faible en regard du coût des travaux de terrassement. Le distributeur a ainsi établi une grille de choix de la section économique des conducteurs en fonction de la puissance et de l'énergie prévue pour transiter dans les conducteurs.

L'usage de l'Énergie Non Distribuée (END)

La notion d'END correspond aux kWh qui auraient été desservis si une coupure n'avait pas eu lieu. L'END est une valeur estimée à partir de l'observation des habitudes des utilisateurs consommateurs. Elle peut être calculée pour des coupures fortuites (incident) et pour des coupures programmées (travaux). Un utilisateur consommateur dont la fourniture est interrompue subit presque toujours un désagrément pouvant se traduire, pour lui, par un coût. ÉS Réseaux a cherché à évaluer ce coût externe pour conduire ses études.

En se basant sur le nombre de kWh non distribués et en affectant un coût d'END à ces kWh, il est possible d'obtenir un coût global de l'incident ou de la coupure pour travaux, vu par ÉS Réseaux, pour les utilisateurs consommateurs.

Le coût du « kWh non distribué » n'est pas une dépense et n'intervient donc pas dans le compte d'exploitation. C'est un outil d'aide à la décision qui permet de bâtir des programmes d'action (investissement ou entretien) et de garantir la cohérence globale des programmes d'investissement d'ÉS Réseaux.

S'il est relativement aisé d'estimer des volumes d'END, l'attribution d'une valeur en € est plus difficile. Des études ont été menées en 1993 pour cerner au plus près les coûts attribués par les clients aux coupures qu'ils subissent. Il en est ressorti des résultats très variables, qu'on peut résumer ainsi :

- Les consommateurs industriels ont une idée assez précise du coût de perte de production en cas de coupure.
- Les consommateurs domestiques n'ont qu'une approche qualitative du dommage subi. La gêne peut être complètement inexistante (coupure de chauffage ou d'eau chaude de courte durée)

ou très mal perçue si elle prive l'utilisateur d'un service indispensable ou très attendu au moment où elle se produit (ascenseur, télévision)

Pour rendre compte du phénomène avec précision, il faudrait tenir compte de plusieurs paramètres : jour et heure de la coupure, durée de la coupure, typologie des clients coupés...

Après test, les méthodes élaborées en ce sens sont apparues trop complexes pour être déployées. On a finalement retenu des paramètres simplifiés en attribuant un coût au :

- kW de puissance souscrite coupé (quelque soit la durée de la coupure)
- kWh d'énergie non distribuée dans le cas d'une coupure isolée (incident HTA n'affectant qu'un départ, par exemple)
- kWh d'énergie non distribuée sur incident de grande ampleur - plus de 30 000 clients coupés sur incident dans un poste HTB/HTA, par exemple. Une valeur importante a été retenue dans ce cas afin de montrer l'engagement du distributeur à limiter le risque associé à de telles situations
- nombre de clients non réalimentés dans un délai de 5 jours sur événement climatique exceptionnel, c'est à dire caractérisé par plus de 100 000 clients coupés et une probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans

Ces paramètres de valorisation de l'END ont été intégrés dans la fonction de valorisation de la défaillance du modèle technico-économique.

Maintien de la qualité de la desserte

Pour respecter les obligations contractuelles et réglementaires en matière de qualité et continuité de l'alimentation générale des utilisateurs, Le distributeur ES a défini des structures de réseaux pour d'une part limiter les coupures de l'alimentation électrique et d'autre part limiter le temps de coupure lorsque celle-ci survient.

Réseau HTB

Les postes sources alimentent en moyenne plus de 10 000 clients. Le réseau HTB 63 kV est entièrement bouclé et tous les postes sources sont alimentés par au moins deux lignes HTB, afin de garantir la continuité de l'alimentation des postes sources. Le réseau HTB doit ainsi pouvoir supporter la perte d'un ouvrage, ce qui impose un dimensionnement du réseau dit en N-1, c'est-à-dire, en tenant compte de la situation dégradée par la perte d'un ouvrage.

Il en est de même pour les postes sources. Chaque transformateur HTB/HTA alimente une « rame » de départs HTA. Chaque rame est indépendante de sa voisine, mais en cas de panne d'un transformateur, la charge des départs doit pouvoir être reportée rapidement sur le reste du réseau, afin de limiter la durée de la coupure d'alimentation des utilisateurs. En principe, chaque poste est équipé d'au moins deux transformateurs, se secourant mutuellement en cas de panne. La capacité d'un poste source est ainsi limitée à une valeur inférieure à la capacité totale de transformation du poste.

Réseau HTA

Chaque départ HTA alimente en moyenne plus de 1000 utilisateurs. Le réseau HTA principal est bouclé, mais reste alimenté par une seule source. Ainsi, chaque défaut de l'alimentation provoque une coupure de l'alimentation, mais la structure de réseau permet :

- De réalimenter rapidement la plus grande partie des utilisateurs en cas de défaut
- D'éviter les coupures d'alimentation à l'occasion de travaux sur le réseau

Afin de pouvoir assurer ces fonctions, les réseaux HTA sont dimensionnés pour assurer l'alimentation dans toutes les conditions d'exploitation du réseau : normal et dégradé à l'occasion de travaux ou d'une panne. Le maintien de la qualité de la desserte des utilisateurs existants est vérifié avant de raccorder toute nouvelle charge sur le réseau.

Réseau BT

Chaque départ BT peut alimenter de 1 à plusieurs dizaines de clients BT.

Les réseaux BT ne sont pas secourus, ils sont dimensionnés uniquement en régime normal d'alimentation.

Le développement du réseau de distribution

Politique de développement des réseaux

Les charges des réseaux de distribution évoluent au fil du temps : raccordements de nouveaux utilisateurs, évolution de l'activité des entreprises, ajout de productions ne sont que quelques exemples de facteurs qui influent sur la hausse ou la baisse des charges d'un réseau électrique. Le Distributeur a en charge le maintien en condition opérationnelle de ses réseaux pour alimenter l'ensemble des utilisateurs conformément à ses obligations réglementaires et contractuels, notamment en matière de qualité de l'onde électrique.

Les ouvrages ayant de longues durées de vie, les décisions d'investissement ont un impact durable sur le développement du système électrique. Elles sont de nature différente : renouvellement, renforcement, extension, maintenance... Elles sont prises à divers niveaux de responsabilité et interagissent entre elles. Dans ce contexte, il ne suffit pas de s'assurer qu'un nouvel ouvrage est nécessaire à une année donnée ; il faut vérifier qu'il s'insère dans un projet de développement du système électrique cohérent garantissant un fonctionnement optimal à long terme.

Ainsi, la bonne gestion technique et financière du réseau de distribution s'appuie sur une vision cohérente et partagée de son évolution à moyen et long termes. Celle-ci se décline de différente manière selon les niveaux de tension.

Au niveau HTB, le politique de développement des réseaux est inscrite dans le schéma de développement, dont l'objet est de décrire un schéma cible à un horizon de 15 ans, et les principales étapes pour y parvenir. Inscrit dans la Directive Nationale « Fontaine » de 2002, il est établi par un groupe de travail animé par la DREAL, comprenant des représentants des services de l'Etat, des collectivités locales et territoriales, des associations de défense de l'environnement et des gestionnaires de réseau. Il est revu tous les 2 à 3 ans et validé au niveau régional par le Comité Régional de Concertation Electricité (CRCE) présidé par le Président de la Région Alsace.

Le schéma de développement se décline ensuite au sein du Distributeur ES dans les Orientations Réseaux et dans un programme d'investissements à 5 ans, nécessaire en raison de la durée des procédures administratives et des travaux qui peuvent s'étaler sur de nombreuses années

Aux niveaux HTA et BT, compte tenu des incertitudes sur le développement des charges à long terme, il n'est pas possible de décrire avec la même précision le réseau cible à long terme. La politique de développement des réseaux HTA et BT est décrite dans les Orientations Réseaux du Distributeur ES qui décline la politique de structure des réseaux, la politique en matière de qualité et de fiabilité de la desserte et la politique de sécurité d'alimentation générale. Compte tenu des incertitudes sur l'évolution des charges à moyen et long terme, les programmes de travaux sont établis à trois ans en HTA, à un an en BT.

Les étapes de réalisation du schéma de développement

La construction du schéma de développement et des Orientations Réseaux nécessite plusieurs étapes.

L'élaboration du diagnostic :

C'est l'analyse de l'ensemble des caractéristiques du système électrique permettant d'évaluer ses forces et ses faiblesses (qualité du produit, capacité électrique, sensibilité aux aléas climatiques, organisation structurelle du réseau) Cette phase comporte l'analyse de l'environnement externe et l'appréciation de la sensibilité de la clientèle raccordée au réseau.

La prévision des consommations et des puissances

Il s'agit de déterminer les taux d'évolution des charges électriques à alimenter pour des zones englobant un ou plusieurs postes sources. Les facteurs d'évolution peuvent conduire à une hausse, une baisse ou une stagnation des charges. Ainsi, un secteur dynamique va voir sa charge augmenter du fait du développement de l'industrie ou du tertiaire et parallèlement des zones résidentielles. A l'inverse, la charge d'un secteur déjà fortement urbanisé va évoluer plus faiblement, stagner, voire diminuer, le développement des équipements et applications de l'électricité étant contrebalancé par les efforts collectifs en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie (isolation des bâtiments, amélioration de la performance énergétique des équipements électro domestiques et industriels)

L'analyse des contraintes du réseau

Le diagnostic et les hypothèses d'évolution des charges conduisent à mettre en évidence plusieurs contraintes sur le réseau électrique

Les contraintes de capacité des ouvrages :

L'apparition de nouvelles charges (nouveaux utilisateurs, nouveaux usages, producteurs) peut mettre en contrainte les ouvrages des réseaux : capacité insuffisante de transit liée à la limite thermique des lignes, câbles ou transformateurs, problème de tenue de tension, ou perturbation sur l'onde électrique (phénomène de flicker, harmoniques).

Les contraintes de fiabilité et de vétusté des ouvrages

Le vieillissement des ouvrages entraîne une augmentation du taux de panne des ouvrages et par conséquent du nombre et de la durée de coupures des utilisateurs. Le remplacement des ouvrages doit être planifié pour respecter les obligations contractuelles et réglementaires.

La cible à long terme

La construction de la cible à long terme est l'étape fondamentale de la réalisation du schéma de développement. La cible représente le schéma du réseau HTB, le positionnement des postes sources et la structure des réseaux HTA nécessaires et suffisants, à terme, pour alimenter dans de bonnes conditions les utilisateurs du réseau. Le corps des principales hypothèses de travail nécessaires est constitué du choix des structures de réseau HTA et HTB visées, de la taille des postes sources et des caractéristiques physiques et électriques des ouvrages HTA et HTB - ces derniers paramètres ayant une influence forte sur la qualité de fourniture.

L'élaboration de la cible à long terme s'effectue en restructurant les réseaux existants.

La définition des stratégies de développement des réseaux

L'étape consiste à déterminer différentes stratégies de développement des ouvrages permettant de passer de l'état initial à l'état final (la cible à long terme) Chaque stratégie est constituée d'une succession d'opérations élémentaires. L'ensemble des opérations doit rester cohérent avec les règles de fonctionnement des réseaux.

L'échéancier des travaux et des investissements

L'utilisation de l'approche technico-économique permet de déterminer la date optimale de chaque opération élémentaire et d'en déduire le bilan actualisé de chaque stratégie étudiée. A l'issue de cette phase, on obtient un échéancier théorique (coût de l'opération, date optimale de réalisation) de l'ensemble des opérations étudiées.

Le Maître d'Ouvrage en ressort un échéancier pratique des opérations à mener à moyen terme en y intégrant des opérations complémentaires telles que le traitement des contraintes électriques résiduelles ainsi que divers autres éléments tels que la qualité de fourniture constatées sur les départs HTA ou le respect des engagements ou des objectifs du distributeur et éventuellement du Maître d'Ouvrage.