

ANNEXE 2-C

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS

Concession de Territoire d'énergie Loire-Atlantique

Sommaire

1-	Préambule et Principes généraux de la démarche.....	3
2-	Synthèse du diagnostic technique.....	5
3-	Prise en compte de l'évolution des besoins et des usages du réseau électrique	7
4-	Les ambitions du schéma directeur des investissements	8
4.1	Poursuivre l'amélioration de la qualité de l'électricité distribuée	8
4.2	Traiter les zones en écart de qualité	8
5-	Leviers d'actions et valeurs repères du SDI.....	9
5.1	Les investissements sur le réseau HTA.....	9
5.1.1	Finaliser le déploiement du régime de neutre compensé	9
5.1.2	Les réseaux HTA aériens : renouveler les ouvrages sensibles et accroître leur résilience face aux incidents.....	9
5.2.2	Les réseaux HTA aériens de faible section : renouveler les ouvrages sensibles	10
5.2.3	Le réseau HTA aérien à risque climatique avéré (risque Bois) : réduire la sensibilité aux aléas climatiques	10
5.2.4	Les réseaux souterrains de type CPI : renouveler les ouvrages sensibles.....	10
5.2.5	Les Organes de Manœuvre télécommandés : accroître la réactivité du réseau	10
5.3	Les investissements sur les postes HTA/BT.....	11
5.3.2	Les postes HTA/BT et le risque inondation : accroître la résilience du réseau électrique face aux risques.....	11
5.4	Les investissements sur le réseau BT	12
5.4.2	Les réseaux BT aériens nus : renouveler les ouvrages sensibles.....	12
5.4.3	Les réseaux BT souterrains de type CPI et NP (Neutre Périphérique) : renouveler les ouvrages sensibles sur opportunité	12

1- Préambule et Principes généraux de la démarche

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges et traite des orientations générales qui découleront des ambitions définies pour le réseau, notamment en matière de qualité de fourniture, et qui guideront les choix d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante sur le territoire de la concession. Ce document a été construit à partir d'un diagnostic technique partagé entre ces parties.

Le schéma directeur des investissements couvre la durée du contrat de concession, soit 30 ans.

Un diagnostic technique partagé

L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic technique, détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession. Celui-ci a été élaboré sur la base des données à fin 2021 et d'historiques sur les 5 dernières années. Une synthèse du diagnostic technique est présentée au paragraphe 2.

Principes généraux

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de concession pour ce qui concerne la programmation des investissements et a pour objet de définir l'ambition pour le réseau, notamment de qualité, à l'échéance du schéma directeur afin de guider les choix d'investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité sur la durée du contrat.

Les orientations du schéma directeur seront prises en compte pour établir les programmes pluriannuels successifs à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

L'objectif de ce schéma directeur est la définition de zones géographiques prioritaires en matière d'amélioration de la qualité de fourniture et l'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution. L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie, entre autres, sur un diagnostic, détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession, sur la dynamique des territoires liée aux évolutions des puissances et consommations de la concession et sur le développement des énergies renouvelables.

Dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur, le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité est responsable du développement et de l'exploitation, ainsi que de la sécurité, de l'entretien et de la maintenance de ce réseau sur le territoire de la concession.

Les investissements sont réalisés sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau ou de l'autorité concédante, selon la répartition convenue en annexe 1 au cahier des charges.

Un Schéma Directeur local qui s'inscrit dans un contexte national

Les orientations en matière d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution s'inscrivent dans un contexte de rémunération nationale fixée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) au travers du Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE).

L'article L.341-2 du code de l'énergie prévoit que le TURPE soit calculé « afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ».

L'enveloppe ainsi constituée permet au gestionnaire de réseau d'orienter ses stratégies locales d'investissements en tenant compte des besoins et des priorités portées par le contexte réglementaire, l'évolution de la qualité de desserte et la dynamique de développement, et ce à la maille de chaque territoire.

À ce titre, et avec une vision à long terme, les actions du gestionnaire de réseau sur le plan national doivent permettre :

- D'assurer durablement un bon niveau de qualité de fourniture,
- De répondre aux attentes locales de développement et d'attractivité,
- De réussir l'accompagnement de la transition énergétique,
- De respecter les obligations réglementaires et environnementales en vigueur.

L'élaboration du schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte de six étapes successives dont le contenu est détaillé dans les articles suivants :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères pouvant porter sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

2- Synthèse du diagnostic technique

Le diagnostic technique sur le territoire de la concession a été élaboré à partir des données de qualité de fourniture (Décret Qualité, Critère B, liste des incidents HTA et BT) et des données patrimoniales (longueurs de réseaux / quantités d'ouvrages par typologie) à fin 2021 et sur un historique de 5 ans. Il sera réactualisé dans le cadre des travaux préalables à l'élaboration de chaque Programme Pluriannuel d'Investissements (PPI).

En synthèse de ce diagnostic technique, il ressort les constats suivants :

Forces :

- Respect du décret qualité sur les 5 dernières années, aussi bien en tenue de tension qu'en continuité de fourniture, même durant les années fortement impactées climatiquement ;
- Une fiabilité des réseaux HTA aériens et souterrains ainsi que des réseaux BT souterrains, avec des taux d'incidents aux 100 km meilleurs qu'au niveau national ;
- De faibles proportions de réseaux à risque CPI (2 % en HTA et 0,2 % en BT), ou en fil nu faible section (0,3 % en HTA et < 2 % en BT) ;
- 91 % du réseau BT est sécurisé (souterrain et torsadé), avec peu de fil nu de faible section.

Points sensibles :

- Un critère B HIX hors RTE de 99 minutes en moyenne sur la période étudiée, dont 42 % est dû aux incidents HTA ;
- Des disparités mesurées sur la qualité de fourniture moyenne sur le territoire sur les 5 dernières années ;
- Un réseau HTA majoritairement aérien (63 % contre 48 % au niveau national en 2021) en cohérence avec la caractérisation géographique de la concession, qui supporte la moitié des incidents HTA de par sa vulnérabilité aux aléas climatiques ;
- Un patrimoine de réseaux BT aériens nus en proportion importante (près de 10 % du réseau BT), et sensible aux aléas climatiques (réseau 10 fois plus incidentogène que les réseaux BT torsadés et souterrains).

En complément de ces forces et points sensibles, suivent ici les points de vigilance et opportunités identifiés sur le réseau de distribution :

Points de vigilance :

- Un critère B travaux HTA sensiblement élevé, notamment en raison de l'élégage HTA ;
- Des câbles CPI HTA incidentés, et dont le renouvellement des tronçons les plus incidentogènes est à examiner.

Opportunités :

- Un dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est à construire pour intégrer des données d'entrée collectées par cette autorité (PCAET, Schéma EnR...). L'intégration et la collecte des usages du réseau en amont de la construction, par le gestionnaire du réseau de distribution, des cibles de développement de ce réseau permettrait une meilleure anticipation de ses besoins de développement. Ce travail conjoint serait de nature à favoriser l'émergence de modèles économiques liés aux solutions de flexibilité, en support du réseau, et aux circuits courts EnR.
- Les travaux de modernisation et de numérisation associés au déploiement des compteurs communicants Linky vont contribuer à accroître la réactivité du réseau et affiner l'évaluation de la qualité de l'alimentation. Le déploiement de flexibilité, rendu possible par cette modernisation, pourra faciliter la pénétration des EnR sur le territoire.
- Les réseaux identifiés sensibles (CPI HTA et fils nus BT) sont dispersés sur le territoire (tronçons courts). De ce fait, leur renouvellement peut se révéler complexe. A ce titre, la coordination des travaux sur voirie publique et la recherche d'opportunités sont des enjeux majeurs à travailler entre autorité concédante et gestionnaire de réseau de distribution.

Remarque additionnelle de l'autorité concédante :

- Certains tronçons constitutifs du réseau public de distribution ont dépassé leur durée d'amortissement.

3- Prise en compte de l'évolution des besoins et des usages du réseau électrique

Tout au long de la durée de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution s'appuiera sur la vision territorialisée des enjeux d'aménagement et les orientations de l'autorité concédante. Enedis intégrera les évolutions des besoins des usagers raccordés au réseau public de distribution d'électricité tant pour leurs usages en consommation qu'en injection.

Seront notamment pris en compte :

- **A l'échelle nationale** : la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE),
- **A l'échelle régionale** :
 - Le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) ;
 - Le Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) ;
 - Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) ;
 - Tout document de planification en lien avec l'énergie : schémas régionaux éolien et biomasse, programme régional pour l'efficacité énergétique...
- **A l'échelle départementale** : schéma départemental d'aménagement numérique du territoire, prospective énergétique territoriale...
- **A l'échelle communale et métropolitaine** : le Plan Climat-Air-Énergie Territorial (PCAET), les documents d'urbanisme (SCOT, PLU, PLUm, PLU-H, PDU, PLH, PPRI, PPRL ...)
- **A l'échelle des projets** : tout projet significatif identifié : zone d'aménagement concerté (ZAC), nouveau programme de renouvellement urbain (NPNRU), travaux d'infrastructure, tous projets identifiés.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution échangeront régulièrement les données dont ils disposent en matière de développement du territoire. Une convention *ad hoc* en précisera les modalités, si nécessaire.

Par ailleurs, les parties partagent le constat d'une période de transformation importante du système. D'une part, l'augmentation continue du taux de pénétration des énergies renouvelables et, d'autre part, le développement de nouveaux usages du réseau (Infrastructure de Recharge pour Véhicule Électrique, autoconsommation collective, contrat de vente de gré-à-gré, flexibilité...) conduisent les acteurs du système et en premier lieu le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante à réinterroger les modalités de planification et de programmation des investissements, au service des enjeux de « santé » et de développement du réseau. A titre d'illustration, l'essor des solutions de flexibilités peut induire un report de solutions d'investissements.

L'autorité concédante et le gestionnaire de réseau pourront examiner la pertinence des ambitions et des leviers d'actions du présent Schéma Directeur des Investissements à l'aune de ces évolutions, en particulier à l'occasion de la préparation de chaque Programme Pluriannuel d'Investissements.

4- Les ambitions du schéma directeur des investissements

4.1 Poursuivre l'amélioration de la qualité de l'électricité distribuée

L'ambition partagée sur la durée du contrat est d'améliorer l'alimentation électrique et d'accompagner le développement des projets sur le territoire de la concession.

En matière de qualité de fourniture, les ambitions sont les suivantes :

Décret Qualité :

Respecter durablement le décret Qualité à la fois sur les volets continuité d'alimentation et tenue de tension.

Critère B :

Améliorer le temps de coupure moyen par client.

- Le critère B HIX Hors RTE moyenné sur 5 ans est de 98,6 minutes sur la période 2017 – 2021.

Valeur repère : Critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans inférieur à 85 minutes à l'échéance du contrat.

Pour accompagner cette ambition, l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau s'engagent à limiter l'impact sur le critère B des travaux dont ils assurent la maîtrise d'ouvrage par la réalisation de travaux sous tension ou le recours aux solutions de réalimentation conformément aux stipulations de l'article 7 de l'annexe 1, selon des seuils et critères analogues.

4.2 Traiter les zones en écart de qualité

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante portent conjointement l'ambition d'assurer à toutes les communes du territoire de la concession le maintien d'un bon niveau de qualité. Les parties précitées porteront ainsi attention aux communes identifiées en écart de qualité.

Dans cette optique, en amont de chaque PPI, elles conviennent d'identifier les départs HTA et les postes HTA-BT à l'origine des disparités constatées. Elles analyseront à cet effet l'historique d'incidents de chaque départ HTA, de chaque poste de distribution publique et les éventuelles « remontées terrain » dont elles disposent.

Cette analyse contribuera à l'identification des zones prioritaires du PPI suivant. La méthode est précisée dans chaque PPI.

L'autorité concédante pourra soumettre au gestionnaire de réseau l'analyse des situations particulières constatées.

5- Leviers d'actions et valeurs repères du SDI

Afin d'atteindre les ambitions évoquées ci-dessus et d'améliorer la qualité de fourniture, le gestionnaire de réseau et l'autorité concédante entendent s'appuyer sur les leviers d'investissements suivants :

5.1 Les investissements sur le réseau HTA

5.1.1 Finaliser le déploiement du régime de neutre compensé

Le gestionnaire du réseau de distribution mène une action de modernisation de l'architecture des réseaux HTA de la concession au travers du programme national MALTEN (mise à la terre des neutres). Ce programme consiste en un déploiement du régime de neutre compensé sur l'ensemble des postes sources intégrant des transformateurs éligibles alimentant les réseaux HTA de Loire-Atlantique.

L'ambition de ce programme est double :

1. Renforcer la protection des biens et des personnes en limitant les montées en potentiel, problématique de plus en plus prégnante avec le développement des réseaux souterrains,
2. Contribuer à l'optimisation de la qualité de fourniture en diminuant le nombre de coupures très brèves.

Valeur repère : Le gestionnaire du réseau de distribution prévoit de finaliser le déploiement du régime de neutre compensé sur l'ensemble des réseaux HTA de la concession alimentés par des transformateurs éligibles.

5.1.2 Les réseaux HTA aériens : renouveler les ouvrages sensibles et accroître leur résilience face aux incidents

Le critère B incident HTA est principalement dû aux incidents sur les réseaux HTA aériens (42,2 minutes en moyenne sur la période 2017-2021).

L'objectif de performance durable du réseau aérien HTA repose notamment sur une politique d'investissements ciblés et optimisés qui vient compléter le traitement des réseaux identifiés à risque avéré dans le cadre du plan aléas climatiques.

Ainsi, le réseau aérien HTA qui ne présente pas de risque avéré, mais qui peut subir l'usure de ses composants soumis aux conditions atmosphériques, fait l'objet du programme de rénovation programmée. Ce programme a pour finalité de maintenir la fiabilité du réseau aérien HTA pérenne à un niveau proche de celle du réseau aérien neuf. Il consiste en un remplacement ciblé des matériels non conformes au référentiel technique, dans un souci d'efficacité des investissements, de maîtrise de l'impact écologique et de réduction de l'empreinte carbone.

Valeur repère : Traiter via les programmes de rénovation programmée au minimum 2 300 km de réseaux HTA aériens sur la durée du contrat, dont au minimum 1 000 km à mi-contrat.

5.2.2 Les réseaux HTA aériens de faible section : renouveler les ouvrages sensibles

Les réseaux HTA aériens nus de faibles sections étant les plus incidentogènes, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage de façon complémentaire sur ce type de réseau.

- Le stock à fin 2021 est de 16 km.

Valeur repère : Résorber la quasi-totalité du stock de réseaux HTA aériens de faible section sur la durée du contrat.

5.2.3 Le réseau HTA aérien à risque climatique avéré (risque Bois) : réduire la sensibilité aux aléas climatiques

Le gestionnaire du réseau de distribution se mobilise pour limiter les délais de réalimentation des clients touchés par des phénomènes climatiques. Cette ambition s'est d'abord traduite par la création de la *force d'intervention rapide électricité* (FIRE). Elle s'est également matérialisée par la constitution d'un parc important de groupes électrogènes, puis par la formalisation d'un plan aléas climatiques rassemblant l'ensemble des mesures prévues par le gestionnaire du réseau de distribution pour faire face aux aléas climatiques de grande ampleur. Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante souhaitent porter une attention particulière aux réseaux à risque bois. La maîtrise de ce risque passe par l'analyse de la situation sur le terrain, les campagnes d'élagage régulières, les opérations d'abattages ciblées, le déplacement voire le passage en souterrain des lignes effectivement exposées.

- Le stock de réseau à risque bois théorique à fin 2021 est de 116 km.

Valeur repère : Maîtriser la totalité du réseau HTA identifié à risque bois sur la durée du contrat.

5.2.4 Les réseaux souterrains de type CPI : renouveler les ouvrages sensibles

Le réseau HTA souterrain représente environ 14 % de l'incidentologie du réseau HTA. Les câbles CPI représentant plus d'un quart des matériels incidentés, une attention sera à maintenir sur le renouvellement des tronçons les plus incidentogènes. Le travail de détection des opportunités de voiries sera primordial pour profiter de chaque opportunité de renouvellement, en coordination avec les collectivités. Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à poursuivre sa politique de renouvellement volontariste des tronçons les plus incidentogènes ou susceptibles de générer des incidents.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution étudieront, en lien avec les collectivités gestionnaires de voirie, des dispositions relatives à l'identification d'opportunité de renouvellement de réseaux CPI résultant de travaux d'aménagement de voirie.

- Le stock de câbles CPI HTA sur la concession au 31 décembre 2021 est de 78,2 km.

Valeur repère : Résorber 50 km de réseaux HTA CPI sur la durée du contrat.

5.2.5 Les Organes de Manœuvre télécommandés : accroître la réactivité du réseau

Dans le cadre de la gestion des incidents HTA, les interrupteurs télécommandés contribuent à une meilleure réactivité du réseau. Ils permettent de séparer les départs en portions de réseau qui pourront être réalimentées à distance depuis l'Agence de Conduite. Les OMT contribuent au respect des seuils de qualité, notamment en limitant le nombre de clients coupés. Dans le cadre du présent schéma, il n'est pas fixé d'ambition sur le nombre de nouveaux OMT. Un travail est conduit par le gestionnaire du réseau de distribution afin d'optimiser l'emplacement, le nombre et la performance des OMT. Pour cela, il est nécessaire d'en ajouter là où cela est pertinent, d'en déposer ou de les déplacer lorsqu'ils ne sont plus placés de façon optimale.

A l'issue d'un diagnostic partagé en amont de chaque PPI entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau, les parties conviendront du nombre d'OMT à poser sur la durée du PPI suivant.

Valeur repère : Poursuivre l'équipement du réseau HTA en OMT.

Point de passage intermédiaire : pose de 40 OMT sur la durée du 1^{er} PPI.

5.3 Les investissements sur les postes HTA/BT

5.3.2 Les postes HTA/BT et le risque inondation : accroître la résilience du réseau électrique face aux risques

Bien que la Loire-Atlantique ne fasse pas partie des territoires les plus exposés au risque d'inondation, elle reste vulnérable à des situations de crue pouvant causer des dommages importants. Sous l'effet des changements climatiques, la récurrence et l'ampleur de ces situations à risque peuvent s'accroître. Il en va de même pour le risque de submersion marine.

Aussi, les parties s'accordent pour établir un diagnostic de vulnérabilité visant à établir un plan d'actions partagé.

Le gestionnaire du réseau de distribution mène d'ores et déjà des actions lui permettant de maîtriser ce risque et de réagir efficacement en cas d'évènement exceptionnel. Sa réponse est basée sur deux principes :

1. Garantir la sécurité des tiers.
2. Préserver les installations pour réalimenter au plus vite après la décrue.

Afin de répondre toujours plus efficacement à ces situations à risque et s'adapter au changement climatique, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage dans une démarche de préparation de l'avenir portée sur trois axes :

1. La construction d'un diagnostic de vulnérabilité des ouvrages le plus précis et actualisé possible, à établir en lien avec les collectivités locales et les services de l'Etat.
2. L'atténuation des conséquences de ces situations de crue/submersion. L'objectif est de limiter l'impact clientèle en préservant l'alimentation des clients localisés aux environs de la crue mais qui ne sont pas inondés.
3. A la suite de la réalisation des diagnostics de vulnérabilité, les parties partageront un suivi du nombre de tableaux HTA non submersibles en zone inondable dont le renouvellement permettrait de limiter l'impact d'une inondation sur l'alimentation électrique des clients, et

l'évolution de l'équipement des postes HTA/BT en capteurs d'inondation sur les zones concernées.

Valeur repère : Établir et partager un diagnostic de vulnérabilité sur la totalité des postes situés en zone inondable au cours du PPI suivant la validation des documents PPRI et PPRL, dans la perspective d'établir un plan d'actions partagé. Des zones de vulnérabilité électrique seront identifiées à partir des scénarii hydrographiques faisant référence dans les Plans.

5.4 Les investissements sur le réseau BT

5.4.2 Les réseaux BT aériens nus : renouveler les ouvrages sensibles

Le diagnostic technique a mis en exergue l'incidentologie des réseaux BT nus, supérieure à celle des réseaux torsadés et souterrains.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution partagent l'ambition de poursuivre la dépose du réseau BT nu via notamment les programmes de renouvellements ciblés du gestionnaire du réseau de distribution et les programmes d'effacements de l'autorité concédante.

Les réseaux BT aériens nus de faibles sections étant les plus incidentogènes, leur traitement sera recherché en priorité.

Valeur repère : Résorber au moins 85 % du linéaire de réseau BT aérien nu sur la durée du contrat. Cette ambition implique l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, compte tenu de la répartition convenue de la maîtrise d'ouvrage.

5.4.3 Les réseaux BT souterrains de type CPI et NP (Neutre Périphérique) : renouveler les ouvrages sensibles sur opportunité

Les réseaux BT souterrains de type CPI et NP font l'objet de traitements ciblés des tronçons les plus incidentogènes ou susceptibles de générer des incidents. Le travail de détection des opportunités de voiries sera primordial pour profiter de chaque opportunité de renouvellement en coordination avec les collectivités. Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à poursuivre sa politique de renouvellement volontariste des tronçons les plus incidentogènes ou susceptibles de générer des incidents.

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante étudieront, en lien avec les collectivités gestionnaires de voirie, des dispositions relatives à l'identification d'opportunités de renouvellement de réseaux CPI résultant de travaux d'aménagement de voirie.

- Le stock fin 2022 est de 22,3 km.

Valeur repère : Renouveler les réseaux CPI-NP BT incidentogènes en considération des opportunités de coordination de travaux.