

Consultation publique de RTE « Le schéma décennal de développement du réseau » Questionnaire pour les acteurs territoriaux

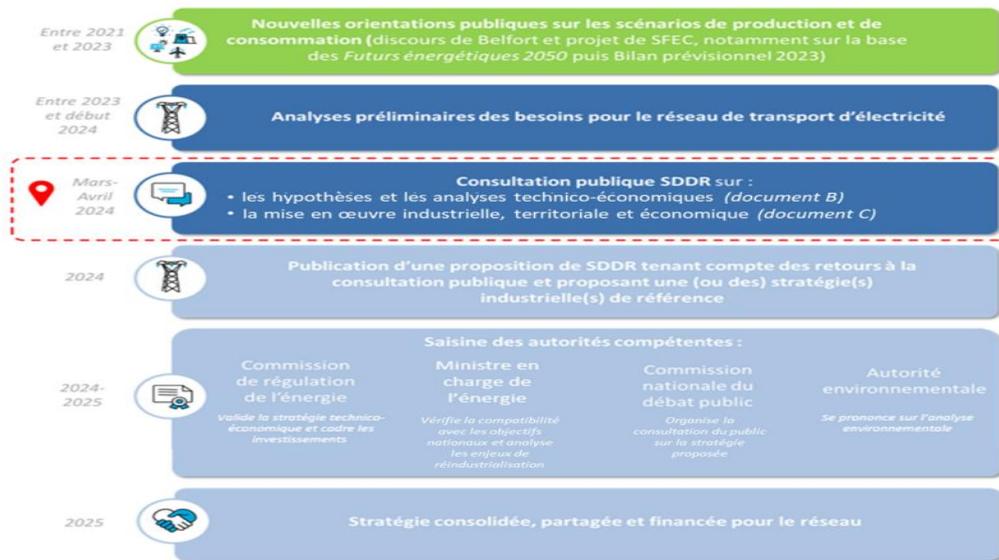
Réponse du SIPPAREC

Préambule

Le SIPPAREC est autorité organisatrice pour la distribution publique d'électricité pour 81 communes de la proche banlieue de Paris, sur les départements des Hauts-de-Seine, du Val-de-Marne et de la Seine-Saint-Denis.

Le délégué RTE Normandie Ile-de-France, par courrier daté du 18 mars 2024, a sollicité le SIPPAREC pour répondre à la consultation publique visant l'élaboration du Schéma Directeur de Développement du Réseau (SDDR) pour la période 2025 à 2050.

Cette consultation publique constitue une étape préliminaire d'un processus rappelé ci-après :



Calendrier d'élaboration du SDDR

Elle s'appuie sur plusieurs documents :

- DOCUMENT A : cadrage sur la trajectoire industrielle de développement du réseau
- DOCUMENT B : hypothèses et analyses technico économiques
- DOCUMENT C : mise en œuvre industrielle, territoriale et économique

Un document « LISTE DE QUESTIONS » est également joint, présentant les questions posées par RTE pour chacun des 3 thèmes A, B et C.

Le SIPPAREC et ses communes adhérentes sont fortement engagées de longue date dans les enjeux de transition énergétique et de modernisation des réseaux dont il est propriétaire.

Le SIPPAREC est favorable à un plan ambitieux de modernisation du réseau de transport pour améliorer la qualité de fourniture actuelle (cf. remarques plus bas) et permettre le développement de nouveaux utilisateurs : énergies renouvelables, recharge de véhicules électriques, pompes à chaleur & électrolyse pour ne citer qu'eux.

Le SIPPAREC regrette que les questions posées dans la consultation soient le plus souvent très générales, et constate l'absence, dans les dossiers fournis dans le cadre de la consultation, de données territoriales chiffrées, permettant de porter un avis étayé sur la base d'hypothèses et de projets concrets pour le territoire francilien. Il est simplement fait état de data centers, mais sans localisation ni échéance.

Le SIPPAREC ne doute pas que RTE dispose de données précises par région, quant aux hypothèses retenues ayant servi de base de travail à l'élaboration des scénarios présentés. Afin d'améliorer le partage du diagnostic et de l'enrichir par la vision territoriale, le SIPPAREC reste en attente d'éléments complémentaires chiffrés et localisés.

Le SIPPAREC s'est attaché néanmoins à répondre ci-après aux questions ouvertes par RTE relatives à la région Ile de France.

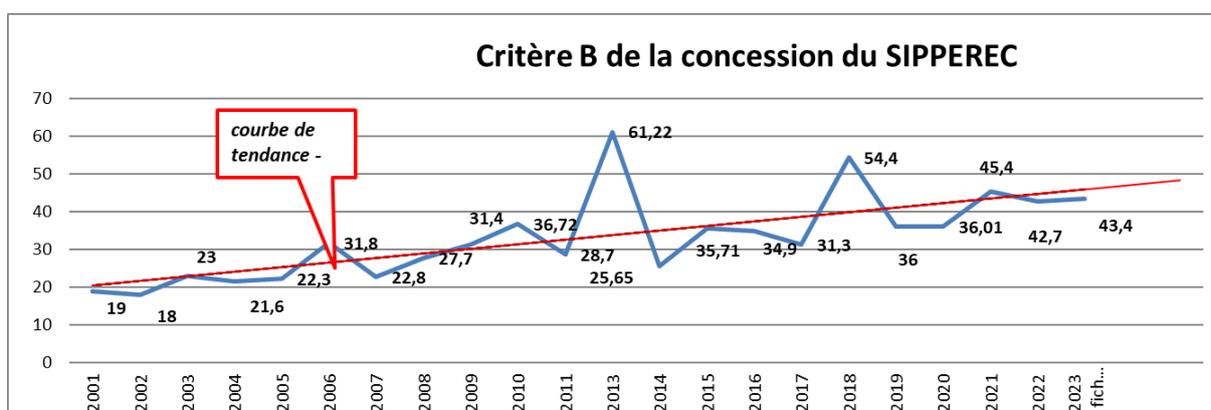
Questions spécifiques posées par RTE pour la Région Ile-de-France

Comment jugez-vous la qualité actuelle de l'électricité sur votre territoire ? Avez-vous le sentiment que cette qualité s'est améliorée au cours des dernières années, qu'elle est stable ou à l'inverse qu'elle se dégrade ?

Réponse SIPPAREC

La qualité de fourniture s'est fortement dégradée sur le territoire du SIPPAREC (départements 92, 93 et 94) depuis 1994, date de la signature du contrat de concession renouvelé pour 25 ans, et prolongé en 2016 par avenant jusqu'en 2029.

Le temps de coupure moyen par usager (critère B) se situait au début du contrat en 1994 autour de 20 minutes et ce jusqu'au début des années 2000. Il s'établit à plus de 43 mn en 2023, soit un temps de coupure moyen doublé.



Une des raisons de cette dégradation est le vieillissement des ouvrages, notamment pour les câbles HTA en papier imprégné, posés entre 1960 et 1980, dont le très faible niveau d'investissement de renouvellement ne permet pas d'assurer le maintien de la qualité de desserte.

De plus, l'importante quantité de ces câbles vétustes oblige Enedis à maintenir la desserte en 15 kV pour une part notable de la 1^{ère} couronne parisienne, ce qui obère d'autant la capacité de desserte du territoire et le coût de la contribution financière au raccordement des projets.

En outre, le vieillissement des ouvrages concerne également les équipements des postes sources. A cet égard, l'incident de janvier 2013 au poste source de LEVALLOIS en est un révélateur, alors que ce poste source, mis en service à la fin des années 60, dispose pourtant de 3 liaisons 225 kV alimentant chacune un transformateur 225/20 kV (sans jeu de barres). Ce poste HTB/HTA s'est malgré tout retrouvé coupé en totalité pendant 36 heures en janvier 2013.

Si des travaux importants ont été alors décidés, tant par RTE que par Enedis, force est de reconnaître que ceux-ci durent encore aujourd'hui et ce jusque fin 2026, selon les informations communiquées par Enedis. La sécurité de la desserte n'est donc toujours pas assurée ou garantie : pour preuve, le poste source de LEVALLOIS s'est à nouveau trouvé coupé en totalité, à trois reprises au cours de l'année 2022, et ce pendant plusieurs heures¹.

Le SIPPAREC constate que d'autres postes sources, construits au début des années 70, et de première importance pour la périphérie de Paris (RUNGIS, SAINT MAUR, ROMAINVILLE, CHATILLON, MOULINEAUX), se trouvent dans la même configuration. Il conviendrait de mettre en place un plan de renouvellement délibéré de ces ouvrages clés, en cohérence avec le développement du territoire et le développement des usages et des EnR. Compte tenu des délais de travaux s'étalant sur 10 à 15 ans observés au poste source de LEVALLOIS, ces plans de renouvellement sont à décider et mettre en œuvre sans attendre.

Votre territoire est-il particulièrement exposé à certains risques climatiques/naturels liés au réchauffement climatique ? Comment jugez-vous de la résilience du réseau électrique par rapport à ces risques, par exemple au regard d'évènements récents ? Estimez-vous nécessaire d'améliorer cette résilience ?

Réponse SIPPAREC

Deux risques climatiques touchent particulièrement le territoire du SIPPAREC.

- En premier lieu, le territoire est notablement impacté par le risque lié aux crues.

Le SIPPAREC a mené un contrôle sur l'ampleur de l'impact des crues sur la desserte des usagers de la concession. Le rapport présenté en 2023 au Comité Syndical conclut sur un volume d'environ 300 000 usagers coupés en cas de crue centennale, parmi lesquels 180 000 sont coupés mais non inondés. Ce sont précisément ces usagers coupés non inondés, qui doivent être ciblés par des actions du concessionnaire Enedis afin d'améliorer la résilience du territoire.

Le SIPPAREC a inscrit, dans le schéma directeur des investissements, annexé au contrat de concession, qui lie Enedis au Syndicat, la sécurisation de la desserte de 90% de ces usagers coupés non inondés d'ici 2029. Le SIPPAREC relève que cet objectif pourrait être tenu sous réserve qu'Enedis fasse les travaux nécessaires pour la sécurisation de la desserte de près de 100 000 usagers coupés non inondés identifiés à date.

- En second lieu, la forte présence de câbles CPI HTA et BT, comme indiqué ci-dessus,

Ces câbles en papier imprégné sont particulièrement sensibles à la chaleur, ce qui constitue une faiblesse

¹ Le 18 mars 2022 : 32 000 usagers coupés pour un incident de 6mn – 29 mars 2022 : 68 500 usagers coupés pour un incident de 3h30 – 1^{er} avril 2022 : 5 000 usagers coupés pour un incident de 24 mn.

importante et structurelle dans un contexte de réchauffement climatique. Plus précisément, cette fragilité est liée à la présence de boîtes de jonction vétustes. Seul un plan de renouvellement délibéré du réseau HTA et BT en CPI permettra de lever ce risque climatique.

Or, la part du CPI, qui représente 23% en 2022 du réseau HTA sur le territoire du SIPPAREC, ne décroît que de l'ordre de 1% par an depuis 2011, sans accélération notable depuis plus de 10 ans. A ce rythme, le renouvellement ne sera pas achevé avant encore un siècle.

Pour le réseau souterrain en BT, Enedis ne dispose pas d'un inventaire des tronçons qu'elle exploite, distinguant leur technologie. On peut cependant estimer à plus de 600km la longueur de réseau BT en CPI (chiffre probablement fortement sous-estimé compte tenu de la tenue de l'inventaire des ouvrages).

Le rythme de renouvellement pour ces câbles BT en CPI est d'un quinzaine de km par an, ce qui laisse un minimum de 40 ans avant d'avoir traité la part identifiée de ces câbles sensibles à la chaleur.

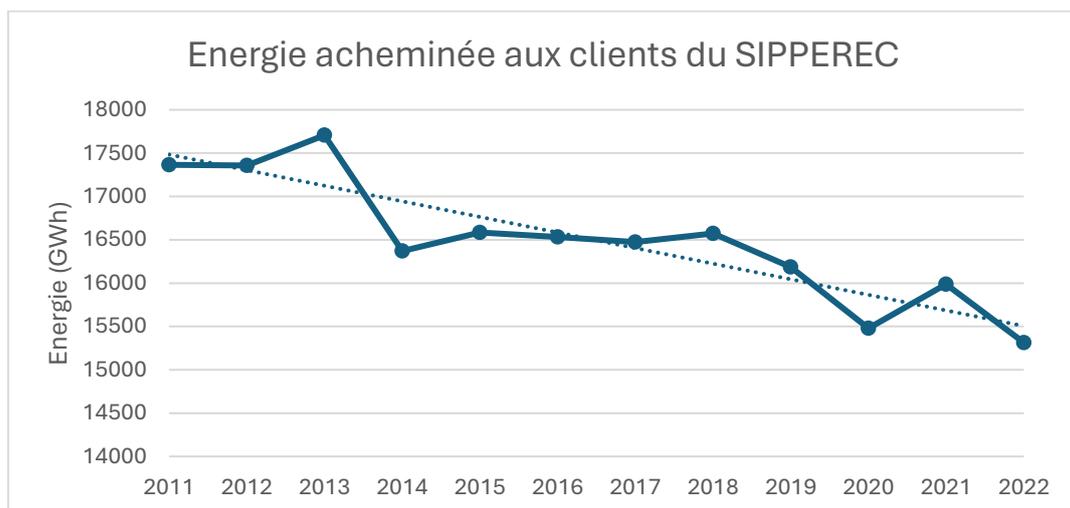
Estimez-vous que les infrastructures développées par RTE et, le cas échéant, les gestionnaires de réseaux de distribution pour l'accueil des nouveaux projets industriels sont suffisantes, insuffisantes ou surdimensionnées ? Que ces Infrastructures sont développées à un rythme trop lent, trop rapide, au bon rythme ?

Réponse SIPPAREC

Les 81 communes de la concession du SIPPAREC concentrent près de 30% de la population d'Ile de France (3,7millions d'habitants sur 12,4 millions de franciliens) pour moins d'¼ de la consommation régionale (15TWh).

Le graphique ci-dessous montre une consommation qui se contracte lentement au rythme de 1% annuel en moyenne depuis 2011. Néanmoins, cette orientation a été en particulier marquée en 2020 par la baisse d'activité engendrée par la crise sanitaire du COVID-19 et en 2022 par l'engagement d'un effort de sobriété énergétique.

Evolution de la consommation des clients sur le territoire du SIPPAREC

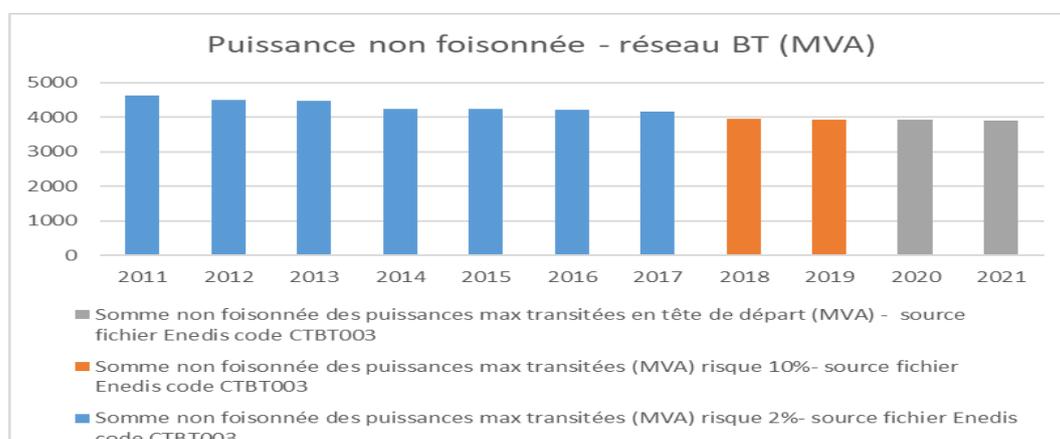


Evolution du nombre de clients sur le territoire du SIPPAREC



Ainsi, malgré l'augmentation régulière du nombre de clients sur le territoire du SIPPAREC, on constate une baisse de l'énergie consommée (-1,4% par an en moyenne sur 10 ans) et des puissances appelées sur le réseau BT (en moyenne de -1,8% par an sur 10 ans).

Evolution des puissances sur le territoire du SIPPAREC



Il ressort de ces constats que le réseau de distribution BT n'est pas, globalement, en contrainte de capacité de soutirage à l'heure actuelle².

Aux fins de mise à jour de l'état de son réseau, le SIPPAREC demande à Enedis, tous les 4 ans, depuis 2016, une estimation de l'évolution des besoins à horizon 2030.

L'estimation par Enedis des besoins d'électrification des usages d'ici 2030 sur le territoire du SIPPAREC n'est pas fiabilisée. En effet, celle-ci varie fortement entre les estimations de 2016, de 2019 et de 2023.

Type de besoin	Puissance supplémentaire à horizon 2030 sur le SIPPAREC, mise à jour en 2016	Puissance supplémentaire à horizon 2030 sur le SIPPAREC, mise à jour en 2019	Puissance supplémentaire à horizon 2030 sur le territoire du SIPPAREC, mise à jour en 2023
TOTAL	+ 1 300 MW sur le territoire SIPPAREC	+ 990 MW sur le territoire SIPPAREC	+ 2 497 MW sur le territoire SIPPAREC

Sans remettre aucunement en cause l'électrification à venir des usages, le SIPPAREC considère

² Ce qui ne préjuge en rien l'existence de câbles ou d'ouvrages sous dimensionnés en certains lieux du territoire

comme essentiel que les gestionnaires de réseau se dotent d'une prospective territoriale dédiée pour proposer des renforcements adéquats aux bons moments.

Il s'agit là d'un préalable indispensable pour permettre aux infrastructures d'être ni sur ni sous-dimensionnées pour répondre aux attentes et aux évolutions des besoins réels des usagers. En ce sens, il est à souligner qu'Enedis se concentre sur la création de nouveaux ouvrages, y compris en parallèle de réseaux existants, au lieu de se focaliser sur la rénovation (et/ou le renforcement) de l'existant et l'amélioration de la qualité de desserte électrique des usagers connectés aux réseaux électriques les plus anciens.

Questions générales posées par RTE dans les documents de consultation publique (A, B et C)

Question A1 : *Pour les territoires et les porteurs de projet : fournissez tout élément permettant à RTE d'identifier les zones géographiques dans lesquelles les perspectives d'électrification sont certaines. Elles permettront d'identifier les priorités d'investissements de RTE.*

Pour les territoires : fournissez tout élément qu'il vous semble nécessaire de prendre en compte pour développer le réseau dans une perspective d'aménagement long-terme.

Le SIPPAREC déploie sur la périphérie parisienne environ 200 points de charge par an sur la voie publique et dans les parkings publics via des prises 7 ou 22 kVA, et va tester des bornes de recharge rapide à 50 kVA dans les prochaines années (15/an dans un premier temps). Cette trajectoire d'investissement devrait être un plancher jusqu'en 2028, et pourrait être accélérée selon les besoins des usagers des bornes de recharge installées sur la voie publique.

Le développement de réseaux de chaleurs géothermiques par le SIPPAREC sur tous le territoire francilien (5 en service, 1 en construction, 2 en pré-travaux et 3 autres en développement) devrait permettre de livrer plus 1,5 TWh de chaleur d'ici quelques années (environ 500 GWh actuellement), dont 1 TWh a minima de sources EnR (géothermie & biomasse), le reste correspondant à l'appoint ou du secours gaz. Ces développements permettront de limiter le recours à l'électrification complète en valorisant les ressources géothermales, en biomasse et peut-être demain en chaleur fatale des data centers (ou récupération de chaleur des eaux usées par exemple).

En complément, le SIPPAREC, par l'intermédiaire de sa Société d'Economie Mixte SIPEnR déploie une station de production et de distribution d'hydrogène d'une puissance d'1 MW. Celle-ci doit être alimentée par la production d'une Unité de Valorisation Energétique, mais nécessitera une alimentation de secours.

A moyen terme, et en l'absence de ressources EnR de grande ampleur, le développement de ces installations pourrait conduire à un besoin complémentaire d'infrastructures de transport.

Une étude pilotée par le SIPPAREC et réalisée en 2019 en partenariat avec l'ADEME, la Région Ile-de-France et la ville de Paris prévoyait un développement des capacités de productions de 3 GW sur le territoire à l'horizon 2050. Même si ces chiffres sont à relativiser du fait des derniers développements sur cette thématique, il semble nécessaire de tenir compte des besoins qui pourraient apparaître dans les prochaines années.

Au-delà des développements en propre du SIPPAREC, concernant l'Ile-de-France de manière générale, les obligations de solarisation des toitures et des parkings, en sus des développements au sol (l'arrêté

tarifaire sol 1 MW pouvant être un catalyseur de développement de petits fonciers sur le territoire), pourraient conduire à développer de l'ordre de 4 GW de solaire photovoltaïque sur la région d'ici dix ans (contre environ 400 MW début 2024). Cette estimation, basse en apparence eu égard aux surfaces disponibles en toiture et parkings (estimation haute de l'IPR des seuls parkings : un potentiel jusqu'à 5 GW au maximum), est liée au fait que le marché des toitures est actuellement fortement orienté (au moins 80%) vers des zones rurales depuis la publication de l'arrêté S21 (granges agricoles notamment), cependant, les obligations de solarisation pourraient rééquilibrer le marché vers les zones denses, dont les projets sont généralement plus coûteux mais font l'objet d'un fort soutien politique. Un niveau supérieur à 4 GW n'est donc pas à exclure dans le cas où le coût des installations diminuerait et qu'une filière plus importante se développe pour couvrir les espaces densément peuplés.

L'éolien terrestre dispose de ressources foncières non exploitées actuellement dans le sud de la région (sud, sud-ouest et sud-est) et pourrait faire passer sa puissance installée de 150 MW actuellement à 1 GW en 2035, via du repowering ou de la libération de zones sous servitude, ce qui ne représenterait que 200 à 300 mats sur tout le territoire.

Question B2 – Cadrage des scénarios de mix production – consommation et variantes

Le SDDR présentera les besoins de transformation du réseau fondés sur l'atteinte des objectifs publics tels qu'ils sont formulés à date dans le projet connu de Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) présenté en novembre 2023. Ce projet de SFEC est globalement cohérent avec le scénario A-référence du Bilan prévisionnel 2023 de RTE, lequel sera donc utilisé comme scénario d'atteinte des objectifs publics.

➤ **Partagez-vous cette approche (scénario A-ref, cohérent avec la SFEC, comme scénario d'atteinte des objectifs publics) ?**

Le SIPPAREC est favorable à une approche en phase avec les orientations de politique énergétique afin de s'assurer que les réseaux seront correctement préparés pour leur réussite.

Question B6 – Hypothèses de localisation - secteur des transports

RTE prévoit d'actualiser les analyses sur les besoins d'évolution du réseau documentés dans l'étude RTE-Enedis publiée en 2021.

En première approche, le développement de la mobilité lourde semble avoir un impact plus significatif sur le réseau de transport d'électricité que le développement de la mobilité légère. Cet impact est sensible à la localisation des centres de recharge (hubs et centres logistiques).

➤ **Identifiez-vous des besoins d'analyses complémentaires ?**

➤ **Fournissez tout élément relatif au développement de la mobilité lourde (localisation de dépôts, électrification d'entrepôts logistiques, recharge en itinérance).**

Cf. réponse A1 sur les déploiements du SIPPAREC en matière d'IRVE

Question B7 – Hypothèses de localisation - secteur numérique

RTE constate une très forte hausse des demandes de raccordement des *data centers*. Ces demandes ont toujours un impact sur la structure du réseau 400 kV. L'hypothèse retenue est celle d'une concentration de la consommation des *data centers* en Ile-de-France et au nord de Marseille, en cohérence avec la localisation des demandes de raccordement actuelles.

La localisation effective des projets de *data centers*, leur niveau de puissance effective, leur rythme effectif de montée en charge sont des données clé pour identifier les besoins d'évolution de

l'infrastructure. Faute d'avoir été correctement planifié, le développement des *data centers* est actuellement bloqué dans certains pays européens via des moratoires spécifiques.

○ Ce point a été largement débattu lors d'une réunion technique en Ile-de-France. Il renforce le besoin de fiabiliser les demandes de raccordement. Ce point est détaillé à la question C9.

Le SIPPAREC a entamé une réflexion afin d'identifier les gisements de chaleur de récupération qui pourraient être issues des *data centers* et pouvoir, à terme, les intégrer dans ses réseaux de chaleur.

Dans la mise en œuvre d'un réseau de chaleur, cette étape d'identification de la chaleur de récupération est une obligation au titre de la démarche ADEME EnR'Choix. La récupération de cette chaleur fait à ce titre l'objet de plus en plus d'interrogations des élus des collectivités qui, légitimement, se pose la question de la bonne insertion de ces infrastructures dans l'aménagement du territoire, au titre des raccordements électriques, mais aussi dans les infrastructures des réseaux de chaleur, très présente sur la région parisienne

La démarche d'insertion des *data centers* dans les réseaux de chaleur va cependant buter sur plusieurs aspects importants pour lesquels il faudra trouver collectivement des solutions :

- Des problématiques de planification : l'identification des demandes de raccordements électriques (déposées en amont du permis de construire, moment auquel le SIPPAREC peut être mis au courant par ses élus) afin de permettre la planification des raccordements aux réseaux de chaleur ;
- Des problématiques techniques : le *data center* doit être initialement conçu pour pouvoir évacuer sa chaleur vers un réseau chaleur ;
- Des problématiques juridiques au stade de l'autorisation : en lien avec le point précédent, sans obligation claire au stade du permis de construire, il ne sera pas possible légalement de récupérer la chaleur des *data centers* ;
- Des problématiques financières : un réseau de chaleur a un modèle économique sur 30 ans (similaire à ceux des réseaux électriques, à ceci près que les moyens de production sont intégrés dans la concession) basé sur un taux d'EnR&R contractuel entre le délégataire et le délégant (SIPPAREC) et vis-à-vis des usagers. Or la construction des modèles économiques des *data centers* ne se fait pas sur un horizon aussi lointain, d'autant plus que ceux-ci ont des montées en charge pouvant conduire à des variations de la livraison potentielle de chaleur ;
- Des problématiques d'adéquation offre-demande : la production de chaleur des *data centers* sera maximale en été, là où le besoin sur les réseaux de chaleur sera faible et intégralement couvert par la ressource géothermale (hors maintenance), ce qui peut poser la question du stockage de la chaleur comme cela se fait dans certains pays (Danemark), mais dans le cas francilien bute sur une question de disponibilité foncière.

La question des *data centers* ne doit pas être uniquement vu sur le prisme des infrastructures électriques afin que cette ressource soit gérée optimalement. Le couplage réseau de chaleur/*data* pourrait d'ailleurs permettre de diminuer radicalement le besoin électrique (certains acteurs annonçant une division par dix des besoins électriques).

De manière plus macro, il est à noter que le développement francilien des *data centers* n'a rien d'exceptionnel à l'échelle européenne, comparé à d'autres grands hubs de l'économie européenne le rythme de déploiement est dans la moyenne. Nous invitons donc RTE à prendre en référence le benchmark européen des déploiements et à en faire la trajectoire de référence (cf. étude France Data Centers, et notamment le baromètre EY Parthenon de 2023).

Le SIPPAREC, en tant que premier acteur des réseaux de chaleur en Ile-de-France, est disposé à travailler avec RTE sur ces sujets d'identification et de planification des data centers pour une meilleure valorisation de l'énergie qu'ils consomment et produisent.

Question B8 – Hypothèses - efficacité énergétique

L'efficacité énergétique est identifiée comme l'un des quatre leviers essentiels pour l'atteinte des objectifs publics dans le Bilan prévisionnel 2023. Pour le dimensionnement du réseau, l'enjeu peut porter sur la progression de ce levier notamment dans les secteurs de l'industrie (dont la consommation est fortement haussière dans certaines zones) voire de la mobilité lourde (en lien avec le dimensionnement des hubs de recharge) plus marginalement dans les grandes métropoles pour les secteurs tertiaire et résidentiel.

○ Indiquez vos priorités pour l'analyse et fournissez tout élément permettant d'appuyer et de préciser les études de RTE

Le décret éco-tertiaire imposant une réduction de 40% des bâtiments tertiaires d'ici 2030, 50% en 2040, fait l'objet d'une attention particulière par les collectivités du SIPPAREC qui, dans leur grande majorité, ont mis en place avec le soutien du SIPPAREC des schémas directeurs afin d'évaluer le niveau d'atteinte de ces ambitions. Si certaines solutions de productions renouvelable (autoconsommation PV & réseaux de chaleurs EnR) permettront une atteinte partielle de ces ambitions, la rénovation des bâtiments est bien au programme de nombreuses villes, le SIPPAREC accompagnant directement en maîtrise d'ouvrage déléguée ces villes.

L'atteinte des objectifs de ce décret doit donc être prise en scénario de référence par RTE.

Question B10 – B16

Cf. réponse question A1

Question C9 – Planification des infrastructures prioritaires et mutualisation des besoins – Fiabiliser les demandes de raccordement

RTE doit disposer de demandes de raccordement crédibles pour bien dimensionner le réseau.

- Quelles modalités peuvent être mises en place à l'échelle d'un territoire pour avoir une vision partagée de la cible de raccordement et des besoins de réseau ?**
- Pour les porteurs de projet (par exemple : data centers), êtes-vous d'accord pour engager un travail spécifique sur ces questions permettant à RTE d'adapter ces propositions de raccordement ?**

Réponse SIPPAREC

Le SIPPAREC observe qu'en réponse à toute demande formulée par une autorité organisatrice de la distribution d'avoir connaissance des files d'attente tant en soutirage qu'en injection, le gestionnaire de réseau refuse jusqu'alors toute communication d'informations au motif du « droit des affaires » !

Dans ces conditions, la collectivité territoriale n'a aucun moyen de s'impliquer vis-à-vis de l'impact attendu sur le réseau public, étant privé de toute information concernant les futurs raccordements potentiels.

La transparence vis-à-vis de l'autorité organisatrice du service public de la distribution d'électricité sur le territoire (compétence dévolue au syndicat intercommunal) est un préalable indispensable à

toute réflexion commune avec les gestionnaires de réseau pour établir « une vision partagée de la cible de raccordement et des besoins de réseau ».

Question B22 – Analyses économiques des trajectoires d’investissements - Contexte macro-économique

Les trajectoires du SDDR seront analysées en s’appuyant sur différents cadres macro-économiques, décrits dans le Bilan prévisionnel 2023 (dont le cadre de mondialisation contrariée). Ces études contribueront à renforcer les travaux autour de l’identification des besoins d’évolution « sans regret » pour le réseau et des leviers de résilience. Par ailleurs, ils permettront de compléter l’analyse sur les coûts complets du système électrique présentés dans le Bilan prévisionnel en intégrant le réseau de transport d’électricité. Pour les réseaux de distribution, RTE se basera sur les perspectives d’investissement d’Enedis (communication d’une trajectoire à hauteur de 96 Md€ à l’horizon 2040) et sur les travaux menés dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*.

Le SIPPAREC attire l’attention sur les données économiques prises en entrée de l’étude, notamment l’annexe 9.2 sur le prix du gaz.

La seule référence du point d’échange gazier (PEG), indépendamment de son niveau, ne saurait suffire à modéliser l’incitation économique à passer à un mode de chauffage décarboné.

En effet au fur et à mesure que la consommation de gaz va diminuer, les tarifs réseaux ATRD doivent augmenter par unité du fait du maintien à long-terme de la majorité de cette infrastructure (collecte du biométhane, nécessité pour alimenter certains sites). Ainsi déjà au 1^{er} juillet ceux-ci vont très fortement augmenter par unité de consommation du fait, notamment, de la baisse de 20% de la consommation domestique de gaz, ce qui aura un impact de 10% sur la facture des particuliers (estimation CRE, cf. délibération sur le sujet)

A cela s’ajoute la question des taxes qu’il est difficile d’estimer dans le temps.

Le Sipperec constate par ailleurs que certaines lignes de coûts des postes et des matériels de transformation (annexe 9.3) ont été multipliées par 2 voire 3 par rapport aux données de la précédente consultation du SDDR de 2018, notamment sur les postes de transformation HTB/HTA :

Fourchette basse / haute 2018

Fourchette basse / haute 2024

L’utilisation de fourchettes de coûts permettra de traduire les incertitudes associées au chiffrage des scénarios.

	Solutions d’évolution du réseau	Fourchette de coûts	
		Bas	Haut
63kV	Création d’un poste sans transformation (M€/u)	2,8	5,2
	Installation d’un transformateur déphaseur (M€/u)	1,5	2,7
	Levée de limitations poste (M€/cellule)	0,1	0,5
	Construction d’une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,3	0,7
	Construction d’une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,2	0,5
	Construction d’une liaison souterraine double circuits (M€/km)	0,8	3,5
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,4	2,1
90kV	Création d’un poste sans transformation (M€/u)	4,2	7,8
	Installation d’un transformateur déphaseur (M€/u)	2,3	4,1
	Levée de limitations poste (M€/cellule)	0,2	0,8
	Construction d’une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,5	1,1
	Construction d’une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,3	0,8
225kV	Construction d’une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,2	5,3
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,6	3,2
	Création d’un poste sans transformation (M€/u)	5,6	10,4
	Plateforme offshore (M€/u)	100	130
	Installation d’un transformateur (M€/u)	2,1	3,9
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,6	0,8
	Construction d’une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,4	1
400kV	Construction d’une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,3	0,7
	Construction d’une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,5	5,3
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,8	2,9
	Construction d’une liaison sous-marine - plateforme (M€/km)	2,6	4,6
	Création d’un poste sans transformation (M€/u)	10,5	19,5
	Installation d’un autotransformateur (M€/u)	4,2	7,8
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,4	1,3
320kV DC	Construction d’une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,8	2,1
	Construction d’une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,6	1,2
	Construction d’une liaison souterraine double circuits (M€/km)	2,2	6,6
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	1,1	3,4
	Création de 2 stations de conversion avec raccordement (M€/u)	154	305,5
320kV DC	Construction d’une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,3	3,9
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,6	2,1
	Construction d’une liaison sous-marine (M€/km)	0,8	2,8

63 kV 90 kV	Création d’un poste sans transformation (M€/u)	4	6,6
	Installation d’un transformateur (M€/u)	3,5	4,6
	Levée de limitations poste (M€/cellule)	0,1	0,8
	Construction d’une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,6	1,4
	Construction d’une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,5	1,2
	Construction d’une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,0	3,9
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,5	2,2
225 kV	Création d’un poste sans transformation (M€/u)	5,8	9,4
	Installation d’un transformateur (M€/u)	4,3	5,7
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,6	1,0
	Construction d’une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,7	2,0
	Construction d’une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,6	1,5
	Construction d’une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,5	5,9
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,8	3,2
400 kV HVAC	Création d’un poste sans transformation (M€/u)	8,1	14,3
	Installation d’un autotransformateur (M€/u)	5,5	7,3
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,9	1,5
	Construction d’une liaison aérienne double circuits (M€/km)	2,1	3
	Construction d’une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	1,2	2
320 kV HVDC	Construction d’une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,3	3,4
	Création d’une station de conversion (M€/u)	300	400
	Création d’une station de conversion en mer (M€/u)	700	1500
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	2	3,6
	Construction d’une liaison sous-marine simple circuit (M€/km)	2	4,6
525 kV HVDC	Création d’une station de conversion (M€/u)	500	600
	Création d’une station de conversion en mer (M€/u)	1100	2200
	Construction d’une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	3,4	6
	Construction d’une liaison sous-marine simple circuit (M€/km)	3,4	7,6

Principales hypothèses de coût unitaire des ouvrages de réseau proposées pour le SDDR 2024 (€2023)³³

Question C2 – Consolidation des trajectoires d’investissements - Méthodologie pour l’identification des projets prioritaires à long-terme

RTE propose une première liste de paramètres permettant d’identifier des zones prioritaires (maturité des projets, possibilité de mutualiser les évolutions du réseau avec un grand nombre de paramètres d’évolution du système électrique, robustesse dans une logique de « moindres regrets » face aux incertitudes sur le rythme de la transition, service rendu, rentabilité économique de l’investissement, zones d’accélération au titre de la loi d’accélération des énergies renouvelables, etc.).

Fournissez tout élément permettant de consolider cette liste.

○ Quels sont les paramètres et analyses qui vous semblent pertinents pour éclairer la construction et les conséquences de trajectoires d’investissements construites sur la base des priorités de RTE (par exemple : sur le niveau de service) ?

Si une priorisation des ouvrages peut avoir du sens, il convient de ne pas relativiser l’engagement de certains ouvrages au-delà de la chronique 2027.

En effet, au titre des contrats de concessions, certains investissements prévus sur des horizons lointains seront engageants pour les entreprises de distribution, et le raccordement au RPT associé ne pourra pas être « dépriorisé ». Ces investissements prendront en compte certains des éléments évoqués par ailleurs (besoin de renouvellement, zones d’accélération des énergies renouvelables etc).

De la même manière, les investissements prévus aux S3REnR approuvés sont sur des horizons longs, ceux dont les seuils de déclenchement sont réputés atteints ne pourront pas être remis en cause.

Ces ouvrages sont donc à considérer comme certain et doivent constituer le socle des chroniques avec les éléments liés à la planification territoriale déjà arrêtée (SDIRVE pour la recharge des véhicules électriques, SRCAE, ZAEnR etc.).

La priorisation et donc le caractère moins certain du reste des chroniques d’investissements doit être bâtie « au-dessus » de ce premier socle qui ne peut être remis en cause.

Question C9 – Planification des infrastructures prioritaires et mutualisation des besoins – Fiabiliser les demandes de raccordement

RTE doit disposer de demandes de raccordement crédibles pour bien dimensionner le réseau.

○ Quelles modalités peuvent être mises en place à l’échelle d’un territoire pour avoir une vision partagée de la cible de raccordement et des besoins de réseau ?

○ Pour les porteurs de projet (par exemple : data centers), êtes-vous d’accord pour engager un travail spécifique sur ces questions permettant à RTE d’adapter ces propositions de raccordement ?

Cf réponse B7

Le SIPPAREC est à la disposition de RTE pour mettre en œuvre des conférences territoriales afin d’orienter correctement les porteurs de projets vers le bon vecteur énergétique : l’électrification doit se faire de manière raisonnée et selon une logique d’efficacité globale du système.

Les acteurs de terrain de l’énergie que sont les AODE peuvent venir proposer des solutions complémentaires permettant de s’assurer que tous les réseaux d’énergie seront correctement sollicités.

Question C12 – Planification des infrastructures prioritaires et mutualisation des besoins – Donner de la visibilité sur les capacités disponibles

En complément des outils existants (Caparéseau, contraintes résiduelles), RTE interroge les acteurs sur le type d’approche à mettre en œuvre pour donner de la visibilité sur les zones d’accueil du réseau ?

○ Partagez-vous l’intérêt de disposer d’informations plus centrées sur les zones géographiques que sur les zones électriques ?

○ De quel type d’informations avez-vous besoin ?

Réponse SIPPAREC

Cette question est connexe à la question précédente.

Les outils mis à disposition en open data sont très utiles aux porteurs de projet pour évaluer les impacts, le niveau de contrainte et en particulier le délai de réalisation des ouvrages amont utiles (d'ores et déjà prévus ou pas au S3RENR)

Cela étant, Caparéseau est spécifique aux projets d'injection. De plus, un projet n'entre en file d'attente que lorsque le devis est signé et un acompte réglé par le demandeur.

Sans communication de la file d'attente (des projets localisés et qualifiés au-delà de la seule puissance cumulée présentée dans Caparéseau), les seuls outils proposés par RTE et Enedis en open data ne permettent pas d'anticiper les besoins d'adaptation du réseau. Les éléments communiqués en OPEN DATA ne sont pas suffisamment exploitables en absence de localisation et de qualification suffisante (puissance, délai estimatif de raccordement, ...).

La proposition de cartographie régionale en soutirage comme en production peut être un illustratif utile mais ne répondra que partiellement aux besoins (uniquement le besoin très amont de prospection des consommateurs comme des producteurs). Ces cartographies doivent par ailleurs être évolutives pour prendre en compte les différents horizons temporels selon les travaux prévus par le RTE.

Question C13 – Planification des infrastructures prioritaires et mutualisation des besoins – Identifier des zones prioritaires et non-prioritaires pour le développement du réseau

Pour prioriser les investissements, RTE a besoin de disposer d'informations consolidées et propose de travailler avec des aménageurs (grands ports, métropoles) à l'identification de sites « prioritaires » pilotes.

○ Voulez-vous être une zone prioritaire pilote et identifier les enjeux concrets en matière de mutualisation / dimensionnement du réseau ?

Pour les zones non prioritaires, RTE respectera ses obligations légales et proposera d'adapter les offres de raccordement. En particulier, dans ces zones, des solutions de raccordement basées sur des moyens flexibles (dans l'attente d'un renforcement du réseau) peuvent être envisagées.

○ Selon vous, comment le processus de raccordement peut-il être adapté dans les zones non prioritaires ?

○ Que pensez-vous de proposer des solutions alternatives au développement du réseau dans ces zones de manière systématique (par exemple : batteries) ?

Le SIPPAREC sera attentif à ce qu'un tel cadre soit suffisamment transparent et correctement construit pour qu'il ne conduise pas à une rupture d'égalité de traitement entre les usagers du service public de distribution de l'électricité.

Les processus qui seront établis pour la définition des zones devront l'être en toute transparence pour éviter une rupture d'égalité.

Les zones non prioritaires devront disposer d'un cadre pour que tout utilisateur puisse cependant faire valablement une demande (quelle que soit l'issue de cette dernière in fine).

Les solutions alternatives doivent être investiguées selon leurs stades de maturité. Il aurait été pertinent que RTE développe la maturité de ces offres alternatives eu égard au retour d'expérience des expérimentations passées (Ringo, AO flexibilités...) qui ont fortement dérapées en termes de calendrier.

Question C14 – Planification des infrastructures prioritaires et mutualisation des besoins – Mutualiser dans les zones prioritaires

Dans les zones prioritaires, RTE propose de retenir par principe des ouvrages mutualisés, sur le modèle de ce qui est mis en œuvre dans les S3REnR et dans les zones de décarbonation (y compris avec les enjeux de renouvellement et d'adaptation au changement climatique).

○ Quelles évolutions du cadre de raccordement doivent être prévues ? Quelles incitations financières ?

Réponse SIPPAREC

En premier lieu, le SIPPAREC note avec intérêt, dans les attendus du dossier adressé par RTE, que l'âge de l'ouvrage est un élément utile à l'élaboration du plan de renouvellement anticipé.

Or, cette « évidence » est contrecarrée systématiquement par Enedis lors des échanges visant l'élaboration du plan d'investissement prévisionnel de renouvellement des ouvrages. L'âge n'est absolument pas censé être un critère de renouvellement.

Le SIPPAREC partage la proposition de « mutualisation » des plans d'investissements délibérés pour le renouvellement (et/ou adaptation climatique) avec les investissements imposés par le raccordement des projets en soutirage et en injection.

La question principale, au-delà de l'intérêt en termes de mutualisation des coûts et de coordination des travaux, est : quel est l'ordre chronologique de mise en œuvre et quel est l'impact financier pour le gestionnaire de réseau et pour le demandeur.

En effet :

- Ou bien l'investissement de renouvellement est premier dans les zones répertoriées comme prioritaires en matière de développement du soutirage (data center, géothermie notamment) et d'injection ENR ;

Dans ce cas, le demandeur (porteur de projet) va bénéficier d'une infrastructure adaptée à son projet, mise à niveau dans le cadre de son renouvellement et il verra sa contribution financière pour son raccordement réduite puisque le financement de l'adaptation de l'infrastructure aura été assuré par le TURPE (et notamment les provisions pour renouvellement apportées par les usagers).

- Ou bien le gestionnaire de réseau saisit l'opportunité offerte par les travaux de développement du réseau nécessaires aux raccordements des projets pour réaliser par opportunité le renouvellement concomitant du réseau.

Dans ce second cas, le demandeur (porteur de projet) va, en premier lieu, financer l'adaptation du réseau par la contribution financière qui va être calculée et qui tiendra compte des contraintes liées à la vétusté du réseau. Le gestionnaire de réseau quant à lui en profitera pour renouveler le réseau.

Le SIPPAREC observe que la posture du gestionnaire de réseau à date est plutôt ce 2nd cas qui est, d'évidence, à son avantage.

D'une part, le gestionnaire de réseau n'a pas à trouver une part substantielle du financement nécessaire, qui lui est apporté gracieusement par le demandeur par sa contribution financière.

D'autre part, le TURPE rémunère au gestionnaire de réseau le capital investi (normal) et le gestionnaire du réseau reprend en résultat les provisions de renouvellement dont il n'y a plus utilité, l'ouvrage ayant été renouvelé avec l'apport de tiers.

Ce mode de traitement conduit à :

- Faire financer le renouvellement d'ouvrages par quelques usagers, en négation des principes de péréquation des charges. Ce renouvellement devait être financé par les provisions apportées par l'ensemble des usagers, assurant ainsi une péréquation de ces charges.
- Rendre inutiles les provisions pour renouvellement : si ces sommes sont, pour l'heure, pensées pour être restituées aux usagers, elles ont constitué un prélèvement sur leur facture qui n'a eu pour seul objet que de constituer une trésorerie pour le gestionnaire de réseau et sa maison-mère.
- Accroître la dette de la collectivité à l'égard du gestionnaire de réseau : en finançant des renouvellements, non pas par les provisions dûment constituées à cet effet, mais par un apport de tiers ensuite qualifié de financement du gestionnaire de réseau, la part des ouvrages financée par la collectivité est abaissée et la dette de celle-ci à l'égard du gestionnaire de réseau accrue.

En conclusion, la démarche proposée par RTE est très utile et en ligne avec la mission de base du gestionnaire de réseau visant l'anticipation de son développement et de son renouvellement.

Cependant, sa mise en œuvre impose une transparence réelle sur l'état du réseau et des files d'attente et surtout, la garantie d'un financement du renouvellement des ouvrages à partir des ressources apportées par le tarif et notamment les provisions constituées au fil du temps.

Un financement délibéré du renouvellement des ouvrages, et par anticipation à l'émergence des projets, permettrait, en outre, d'attirer les porteurs de projet sur ces zones prioritaires, avec un abaissement du montant de leur contribution financière au raccordement.