

Remarques et observations du SIPPAREC à l'issue de l'atelier

« Qualité de service et continuité d'alimentation – TURPE 2025 – 2029 » du 3 juillet 2024

Après avoir suivi l'atelier organisé par la CRE le 3 juillet dernier et étudié la présentation adressée à l'issue, le SIPPAREC formule les remarques et observations suivantes.

Le niveau de la régulation incitative, la mesure des résultats atteints

La régulation incitative de la qualité de service et de la qualité de la desserte électrique est indissociable de la définition du niveau du tarif et des moyens octroyés au concessionnaire gestionnaire du réseau pour réaliser la mission qui lui est confiée. **Sur ce point, le SIPPAREC est en total accord avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).**

Cependant, pour être efficace, il convient que la sanction financière associée à cette régulation incitative soit suffisante et *a minima* cohérente avec les efforts financiers que le gestionnaire de réseau doit mettre en œuvre pour atteindre l'objectif assigné. Il faudrait éviter les situations où payer le malus (et/ou ne pas bénéficier du bonus) s'avèrerait économiquement préférable à mettre en œuvre des moyens permettant d'atteindre la cible de qualité édictée par le Régulateur. De ce point de vue, le SIPPAREC considère qu'il faut être particulièrement vigilant :

- aux plafonds de malus, souvent trop bas de son point de vue et, partant, pas assez incitatifs ; comme il l'a déjà souligné dans sa contribution pour l'atelier « Accélération des raccordements », **le SIPPAREC constate que la régulation incitative prévoit des sanctions trop insuffisantes pour être efficaces comme le montre le bilan ci-dessous sur les exercices 2021 à 2023 de la période TURPE 6.**
- à l'adéquation entre la mise en risque d'Enedis inhérente au dispositif de régulation incitative et la prime de risque allouée à l'entreprise via la « marge sur actifs » ; même si, bien sûr, tous les risques ne transitent pas par la régulation incitative, le SIPPAREC ne manque pas de s'interroger sur la disproportion entre le plafond global de sanction auxquelles la CRE expose Enedis dans TURPE 6 (autour de 200 M€) et ladite prime de risque (plus de 1 500 M€).

Enfin, la mesure du résultat atteint, déclenchant l'octroi d'un malus ou d'un bonus financier, ne doit pas reposer sur les déclarations du gestionnaire de réseau, mais sur une démarche impartiale et incontestable pilotée et contrôlée par la CRE.

Bonus / malus de régulation incitative 2021-2022-2023 (source CRE)

			Bonus / malus		
Objectif	2023		Rappel 2021	Rappel 2022	2023
Continuité d'alimentation			+65,4 M€	+18,3 M€	-83,0 M€
Critère B (BT)	62,0 mn	72,9 mn	+38,4 M€	+16,1 M€	-69,9 M€
Critère M (HTA)	41,5 mn	48,2 mn	+29,0 M€	+9,9 M€	-39,7 M€
Fréquence coupure			-1,9 M€	-7,6 M€	-16,3 M€
Qualité de service			-15,9 M€	-11,5 M€	-13,3 M€
Nb rendez-vous planifiés non respectés	0	6 347	-0,1 M€	-0,2 M€	-0,2 M€
Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours	95%	97,0%	-1,4 M€	+2,2 M€	+1,6 M€
Respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement	?	?	-0,1 M€	-0,7 M€	-2,8 M€
Délai de raccordement individuel < 36 kVA soutirage sans extension	62 j	66 j	-5,0 M€	-4,1 M€	-2,9 M€
Délai de raccordement individuel < 36 kVA soutirage avec extension	131 j	152 j	-1,6 M€	-2,0 M€	-2,0 M€
Délai de raccordement individuel > 36 kVA soutirage	134 j	147 j	-0,3 M€	-1,1 M€	-1,9 M€
Délai de raccordement collectifs	180 j	201 j	-1,5 M€	-2,5 M€	-2,5 M€
Délai de raccordement soutirage HTA	160 j	247 j	-5,0 M€	-5,0 M€	-5,0 M€
Délai de raccordement producteurs	135 j	279 j	-2,5 M€	-2,5 M€	-2,5 M€
Indicateurs de qualité Linky (total net)			-1,8 M€	-1,1 M€	-0,9 M€
Autres indicateurs de qualité (net)			+3,4 M€	+5,5 M€	+5,8 M€
Performance d'investissement			-8,2 M€	+1,2 M€	-17,4 M€
Coûts unitaires d'investissement de réseaux			-26,2 M€	-16,8 M€	-33,9 M€
Coût du projet Linky			+18,0 M€	+18,0 M€	+16,5 M€
Délai de déploiement Linky			+0,0 M€	+0,0 M€	+0,0 M€
Mise à disposition données			-1,4 M€	+3,0 M€	+1,2 M€
Coût d'achat des pertes sur le réseau			-23,0 M€	+11,0 M€	+4,2 M€
TOTAL REGULATION INCITATIVE			+17,0 M€	+22,1 M€	-108,3 M€

Le plafond annuel des bonus/malus appliqués au titre de la régulation incitative représente moins de 2% du revenu annuel autorisé d'Enedis quand la prime de risque avoisine pour sa part 10%.

En outre, comme l'a indiqué la CRE, lors de l'atelier « Qualité de service – Qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux d'électricité » du 3 juillet dernier, les résultats sont retenus sur déclaration d'Enedis et la CRE a précisé qu'elle pourrait diligenter un audit : cet audit ne semble donc ni systématique, ni régulièrement mis en œuvre.

Le SIPPEREC considère que, pour garantir une régulation efficace, les modalités actuelles de mise en œuvre de cette régulation sont à revoir afin que :

- **Les résultats soient établis par un audit externe à Enedis (audit réalisé par la CRE),**
- **Le niveau de bonus/malus soit cohérent avec l'effort à engager pour atteindre l'objectif assigné (afin d'éviter que le concessionnaire gestionnaire du réseau arbitre sanction vs coût),**
- **Le niveau de bonus/malus soit cohérent avec le niveau de rémunération servi à Enedis.**

NB : la CRE indique (diapositive 29) « un contexte de croissance du revenu autorisé d'Enedis » et s'interroge sur la pertinence ou pas de faire évoluer de la même manière le niveau de l'incitation financière. Il est plus qu'opportun que le niveau d'incitation financière évolue non seulement au même rythme que la rémunération du gestionnaire de réseau, mais également pour devenir cohérent avec le niveau de cette rémunération.

La qualité de service d'Enedis

➤ Des résultats de la régulation incitative positifs alors que la qualité de service est fortement critiquée

En diapositive 25, la CRE tire le bilan de la période TURPE 6 en relevant, notamment, une « nette amélioration des délais de traitement des réclamations » que le régulateur met « en lien avec une baisse significative des volumes de réclamations depuis la fin du déploiement massif de Linky ».

Pourtant, la CRE ne dit rien du rapport d'activité du Médiateur National de l'Energie (MNE), publié le 14 mai 2024, qui décerne un « carton rouge » à Enedis « pour mauvaises pratiques et pour les difficultés rencontrées en médiation ». Le MNE souligne pêle-mêle, dans son rapport, « les observations trop souvent incomplètes et parfois même erronées » d'Enedis lors de l'instruction du dossier de médiation, des positions « rigidifiées » d'Enedis avec un taux d'accord amiable très bas et en recul de 10 points en 2023 par rapport à 2022 et il s'interroge même sur la « loyauté des échanges » avec le distributeur.

Ainsi, le respect du délai de réponse cache une détérioration de la qualité de prise en compte des réclamations sur le fond. Le SIPPEREC considère que la régulation incitative montre ici ses limites : en ne s'intéressant qu'aux délais, elle conduit à verser un bonus à un opérateur qui ne traite pas correctement les réclamations des usagers.

Le rapport du MNE pointe un nombre conséquent d'écarts justifiant d'attribuer un « carton rouge » à Enedis, opérateur en monopole qui intervient sur 95% du territoire national. Il relève le refus d'appliquer les dispositions légales du code de la consommation¹, le refus de mise en service lorsque la pose d'un compteur Linky n'est pas réalisée pour des raisons techniques (donc sans refus de l'usager), le refus de faire évoluer ses systèmes d'information (SI) qui conduit à faire supporter à des usagers un montant élevé de facture avant que ces derniers puissent espérer percevoir le dédommagement pourtant accordé par Enedis...

Le SIPPEREC demande que la régulation incitative puisse évoluer pour prendre en compte ces alertes fortes relevées dans le rapport du MNE, au service d'une amélioration effective de la qualité de service et non, uniquement, de l'amélioration d'un indicateur à visée trop limitée.

➤ La question des pertes d'énergie

Alors que la question des pertes d'énergie a pris une importance toute particulière depuis 2021/2022, compte tenu de la très forte hausse du coût de l'énergie appliquée aux achats de ces pertes, avec des conséquences extrêmement fortes sur la facture des usagers, les indicateurs sur les écarts de périmètre et la prévision des pertes sont supprimés.

Lors de l'atelier du 3 juillet 2024, l'explication donnée semble s'appuyer sur un simple changement de SI d'Enedis.

Si le SIPPEREC souscrit à l'objectif de définir des indicateurs incités qui soient mesurables et pertinents, il s'interroge tout autant sur la suppression de l'incitation relative à la qualité de la prévision des pertes que sur la raison, l'opérateur de distribution devant s'adapter aux demandes du régulateur et non l'inverse.

¹ Notamment Enedis émet des factures de redressement de plus de 14 mois après le dernier relevé, ce qui est formellement proscrit par l'article L.224-11 du Code de la Consommation.

A minima, s'agissant du coût des pertes, le SIPPEREC considère que, compte tenu des incidences financières des pertes sur le tarif, un audit urgent et indépendant d'Enedis est à mener par la CRE. De plus, cet audit ne saurait rester confidentiel puisque le coût des pertes est supporté par les usagers au travers du TURPE dont l'élaboration doit être menée en toute transparence.

Le SIPPEREC persiste à considérer que le coût des pertes du réseau de distribution évolue de manière inexplicable, constamment à la hausse depuis 2021, sans cohérence avec l'évolution du marché de l'électricité qui depuis s'est nettement replié.

Si, comme l'a indiqué la CRE par courrier daté du 31 mai dernier, « la stratégie prudentielle classique conduit à un étalement des achats sur une longue période et crée une inertie dans les coûts par rapport aux prix de gros », cette inertie aurait dû s'observer en 2022, ce qui n'a pas été le cas puisque la charge s'est envolée dès cette année-là (et même en partie dès 2021) :

Pertes d'Enedis et coûts d'achat de 2018 à 2023

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Volume de pertes d'Enedis	24,5 TWh	24,7 TWh	23,3 TWh	25,0 TWh	23,5 TWh	23,1 TWh
Coût des pertes en M€	1 100 M€	1 096 M€	1 116 M€	1 495 M€	2 223 M€	3 755 M€
Coût unitaire moyen global (part ARENH d'environ 70% incluse)	45 €/MWh	44 €/MWh	48 €/MWh	60 €/MWh	95 €/MWh	163 €/MWh
Coût unitaire moyen de la part de marché*	52 €/MWh	50 €/MWh	62 €/MWh	101 €/MWh	217 €/MWh	444 €/MWh

* Sur la base de 70% achetés à l'ARENH au prix de 42 €/MWh

Il apparaît que le coût des pertes augmente dès que le marché augmente et que ce coût augmente encore quand le marché se replie.

Le SIPPEREC persiste donc à demander un audit détaillé, indépendant et transparent du mode d'achat des pertes ainsi que des stratégies mises en œuvre à cet effet en 2021, 2022 et 2023. Le SIPPEREC considère que le volet de cet audit visant les exercices passés ne comporte plus aucun risque de « manipulations de marché » puisque ces achats sont clos.

➤ Indemnisation et automatiser

Le SIPPEREC approuve l'orientation envisagée par la CRE pour l'automatisation du versement de l'indemnité pour non-communication de compteur et réalisation de télé-opération au-delà de la date programmée.

La qualité d'alimentation du réseau de distribution

➤ Remarques d'ordre général sur les évolutions de la qualité d'alimentation

La qualité d'alimentation est la résultante de deux composantes :

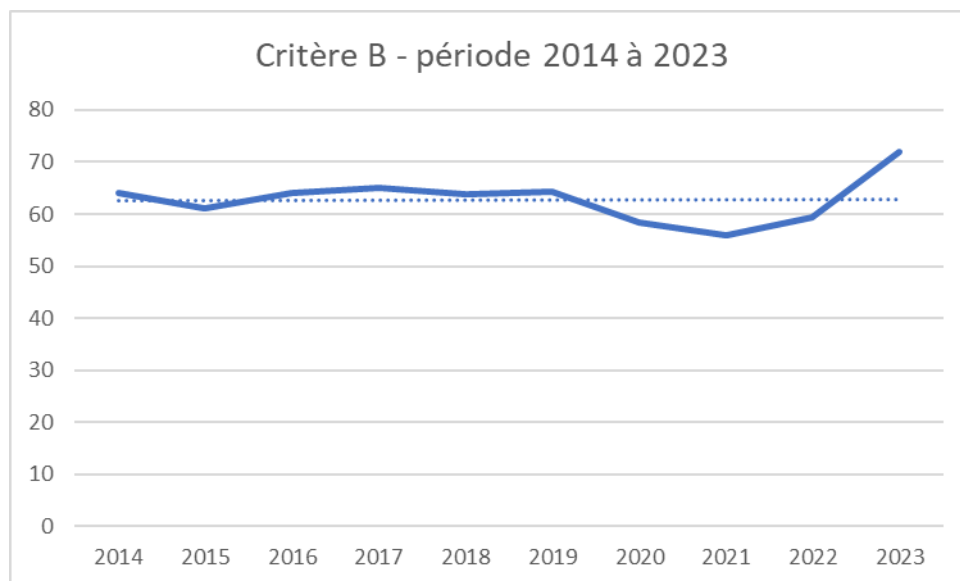
- *La qualité technique intrinsèque des réseaux HTA et BT* (taux de défaillance des ouvrages selon leur nature et la typologie liée à leur date de mise en service),
- *Et la performance de l'exploitation par ENEDIS* (rapidité de réalimentation sur incidents et mise en œuvre de méthodes et de moyens d'exploitation pour limiter les temps de coupure pour travaux).

L'évolution de ces 2 composantes s'apprécie dans la durée afin de s'affranchir des aléas météorologiques notamment.

Ainsi, le résultat obtenu pour une année n'a de sens que s'il conduit à infléchir une tendance. Pris isolément, son interprétation est délicate.

En effet, aucun satisfecit n'est à tirer d'un faible temps de coupure moyen pour une année sans aucune tempête ou aléa climatique. De même, l'amélioration du critère B en 2020 et 2021 est à relier aux périodes de confinement et de ralentissement de l'activité économique, ainsi qu'à un climat calme et doux.

A cet égard, et comme le souligne la CRE, il n'y a, *in fine*, pas d'amélioration de la qualité d'alimentation depuis 2014, et ce malgré la régulation incitative. Le schéma ci-dessous montre une courbe de tendance parfaitement horizontale pour le critère B sur la dernière décennie.



Sources : CRACs de la concession du SIPPEREC

Cette évolution est la conséquence d'éléments divers parmi lesquels :

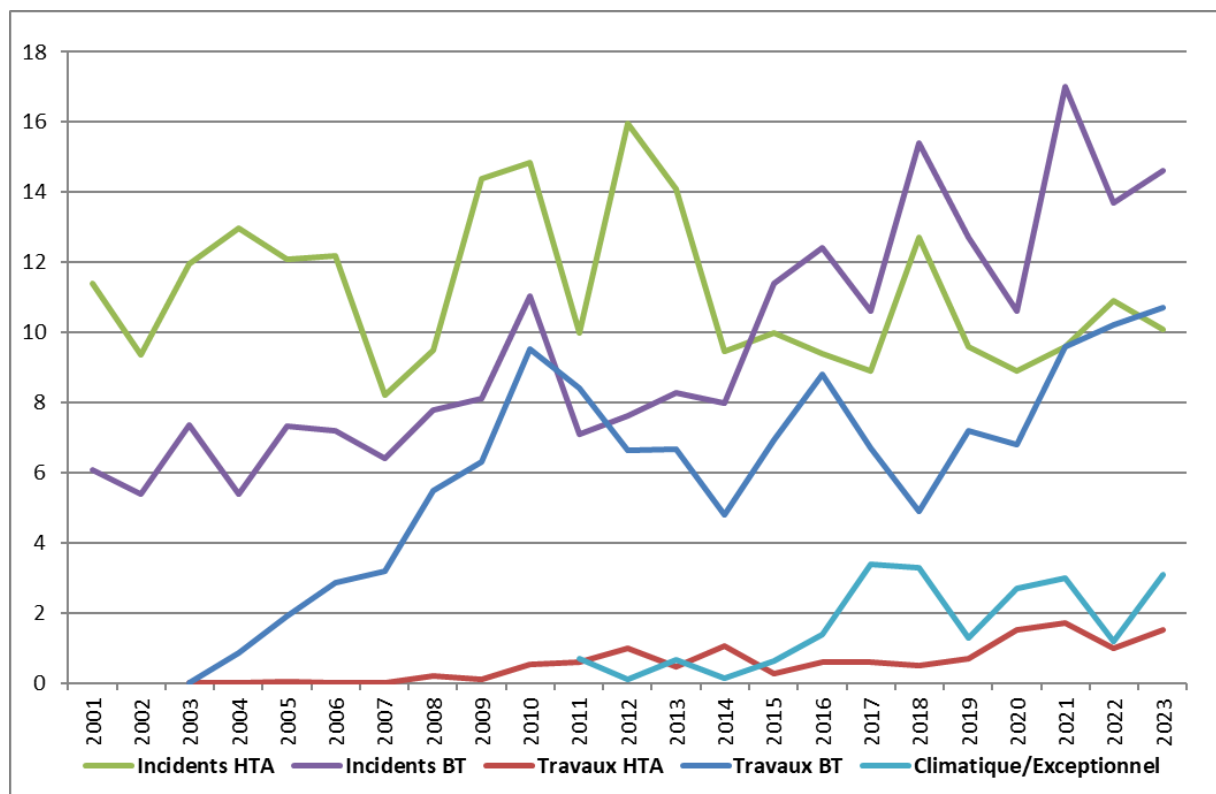
- Le retrait du réseau HTA le plus ancien est (enfin) mené par Enedis : pour le réseau aérien avec les opérations dites « de prolongation de durée de vie » ou de « rénovation programmée » et pour le réseau souterrain avec le renouvellement du réseau HTA en CPI ;
- Le vieillissement et l'incidentologie croissante du réseau BT ;
- La recrudescence des coupures programmées pour travaux avec un moindre recours aux moyens de secours (groupes électrogènes par exemple) et une organisation territoriale de l'exploitation qui ne permet plus de limiter le temps de coupure aux seules opérations l'exigeant.

Le schéma ci-après montre l'évolution du critère B sur le territoire du SIPPEREC pour chaque composante de cet indicateur.

On constate que, sur le territoire du SIPPEREC, le temps de coupure sur incident BT excède, depuis 2015, celui sur incident HTA. Or, par construction, le critère B est d'autant plus sensible aux coupures que celles-ci touchent plus de clients. C'est bien le cas du réseau HTA où un câble dessert beaucoup plus d'usagers qu'un câble BT.

La part prépondérante du réseau BT dans le critère B montre que ce réseau est à l'origine d'interruptions de fourniture plus nombreuses, plus fréquentes et surtout plus longues. La

gène et les conséquences pour les usagers (perte du contenu de réfrigérateur/congélateur, perte de CA pour les commerces, restaurants, etc.) en sont d'autant plus importantes.



Le SIPPEREC considère que la régulation incitative sur la qualité d'alimentation des usagers BT est à compléter avec un indicateur visant la composante « incidents BT » du critère B afin d'orienter le concessionnaire vers des travaux de renouvellement des câbles BT les plus incidentogènes et la mise en place de ressources suffisantes pour assurer une reprise de la desserte limitant le temps de coupure d'usagers BT.

Le calcul du critère B reposant désormais sur les données de LINKY, il devrait être plus fiable notamment pour la part des événements ayant pour siège le réseau BT.

Enfin, y compris dans les zones du territoire relevant de l'électrification rurale, le concessionnaire gestionnaire du réseau reste en charge du dépannage du réseau BT et de son renouvellement. Les AODE en zone dite rurale assurent le raccordement des usagers en BT avec la création d'ouvrages neufs en BT et le renforcement du réseau BT existant. Dans ces zones dites rurales au sens de l'électricité, Enedis dispose donc, comme en zones dites urbaines, de l'ensemble des leviers d'actions pour améliorer la continuité de la fourniture en BT.

➤ **La définition de l'indicateur critère B**

L'indicateur retenu par la CRE exclut les coupures liées aux événements sur le réseau de transport et aux événements dits « exceptionnels ».

Dans une délibération du 12 décembre 2013, la CRE a défini les événements exceptionnels notamment comme ayant une probabilité d'occurrence de 2/100 (2 fois par siècle) et un impact sur plus de 100 000 usagers².

² P 34/80 – délibération de la CRE du 12 décembre 2013 : « Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels : les destructions dues à des

Si l'exclusion des coupures imposées par des défaillances sur le réseau de transport peut se comprendre, exclure les coupures lors d'évènements réputés exceptionnels interroge de plus en plus :

- D'une part, la mise en œuvre de la définition du caractère exceptionnel est sujette à discussion. Par exemple, la définition prévoit d'inclure comme évènement exceptionnel « *les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion* » ; cela induit-il qu'un accident de la route au cours duquel un véhicule percute un poteau électrique est un évènement exceptionnel ?

Les ouvrages du réseau étant sur la voie publique, ils peuvent être endommagés du fait d'autres usagers de la voie publique : n'est-ce pas la responsabilité du gestionnaire de réseau de s'assurer que la localisation des ouvrages réduise le risque d'endommagement par des tiers usagers de la voirie ? Exclure les coupures induites sur des évènements aussi banals déresponsabilise le concessionnaire gestionnaire du réseau.

- D'autre part, concernant les évènements climatiques, ceux-ci se multiplient et cette tendance ne fait que s'amplifier. Exclure les coupures sur évènements climatiques d'ampleur n'incite pas le concessionnaire à travailler pour accroître la résilience du réseau face à ces évènements. Enfin, cela conduit à ne pas mesurer la qualité d'alimentation effectivement constatée par les usagers du service public. Avec la recrudescence des évènements climatiques, la régulation incitative telle que conçue actuellement pourrait mesurer un niveau de qualité bien éloigné de ce que vivent les usagers.

Le SIPPEREC considère qu'il est important d'intégrer les évènements climatiques à la régulation incitative et limiter les évènements exceptionnels à des cas effectivement exceptionnels : guerre, attentat, chute d'avion, déraillement de train, etc. **afin d'engager le concessionnaire dans des travaux accroissant la résilience du réseau aux évènements du quotidien comme aux aléas climatiques devenant récurrents à présent.**

- ⇒ **Le SIPPEREC, conscient de la complexité de la situation, demande que soit organisée une séance d'échanges sur les points majeurs abordés.**

actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ; les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ; les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ; l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ; les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ; les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. »