



**TEARA**

**Territoire d'Énergie Auvergne Rhône-Alpes**

**Réponse à la consultation publique de la CRE  
n°2020-001 relative à la mise en œuvre du dispositif  
d'expérimentation prévu par la loi relative à l'énergie  
et au climat**

**Février 2020**

# Sommaire

---

<b>Sommaire.....</b>	<b>1</b>
<b>1.   Preamble.....</b>	<b>2</b>
1.1     Contexte.....	2
1.2     Champs d’analyse .....	2
<b>2.   Réponses et analyses.....</b>	<b>5</b>
2.1     Critères d’éligibilité .....	5
2.2     Procédure pour les candidatures .....	5
2.3     Contenu des dossiers .....	6
2.4     Suivi des expérimentations .....	6
2.5     Autres modalités .....	6

# 1. Préambule

---

## 1.1 Contexte

La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat introduit un dispositif d'expérimentation (« bac à sable réglementaire ») dans le secteur de l'énergie. Ce dispositif doit permettre de tester des innovations qui nécessiteraient in fine des évolutions du cadre réglementaire et législatif applicable.

La CRE soumet une consultation publique sur les modalités de mise en œuvre de ce dispositif. Les modalités seront définies ensuite pour permettre l'ouverture d'un premier guichet de candidature, envisagé au deuxième trimestre 2020 pour une durée de 3 mois.

Territoire d'énergie Auvergne-Rhône-Alpes (TEARA) est composé des 13 autorités concédantes que sont : le SIEA (Ain), le SDE03, le SDE 07 (Ardèche), le SDEC (Cantal), Energie SDED (Drôme), le TE38 (Isère), le SIEL-TE (Loire), le SYDER et le SIGERLY (Rhône), le SDES (Savoie), le SYANE (Haute-Savoie), le SIEG-TE63 (Puy-de Dôme), le SDE 43 (Haute-Loire).

En quelques chiffres, sur le domaine de la distribution publique d'électricité, TEARA représente :

- 4 137 000 usagers desservis ;
- 62 000 producteurs ;
- 1,5 milliards d'euros de recettes d'acheminement ;
- 10,7 milliards d'euros de valeur d'actifs concédés.

Au titre de leurs compétences et des missions assurées par ces autorités organisatrices de la distribution d'électricité, ce dispositif favorisant l'innovation est une occasion forte de rendre possible certains projets facilitant, accélérant et concrétisant la transition énergétique dans les territoires.

Cette approche pragmatique est portée de manière très opérationnelle auprès des territoires pour l'émergence et le développement de nombreux projets, à l'initiative des AODE ou d'autres acteurs territoriaux. Pour autant, les complexités ou limites législatives ou réglementaires sont identifiées dans certains contextes locaux spécifiques comme incompatibles avec l'optimisation globale du système électrique.

C'est dans ce contexte que TEARA apporte des propositions à la CRE sur le dispositif tel que décrit.

## 1.2 Champs d'analyse

La présente réponse apportée par les AODE cherche à faire émerger les innovations permettant de rendre possible la recherche de l'intérêt commun et l'optimisation technico-économique du système – que la CRE synthétise en question 1 par « présenter un bénéfice pour la collectivité ». Il est évident que les acteurs de TEARA sont les premiers défenseurs de ce bénéfice commun et apportent la plus grande vigilance au respect de ce critère dans l'ensemble du dispositif.

Ceci étant rappelé, TEARA souhaite rendre opérationnel le sens des réponses apportées en illustrant certaines avancées attendues grâce à ce dispositif, dans les domaines suivants. Les exemples suivants sont des réflexions portées par les AODE qui pourraient faire l'objet de candidature et qui servent, dans cette réponse, de cas d'usage pour traiter les questions soulevées. Les sujets suivants sont notamment anticipés :

- pour les enjeux liés au raccordement au réseau de distribution :
  - le développement d'offres de raccordement alternatives/innovantes/intelligentes (selon les modes et dénominations) met du temps à émerger dans un contexte de réglementation et de documentation technique de référence du distributeur Enedis nécessairement complexes à modifier pour tenir compte des nouvelles possibilités ;
  - les études de raccordement HTA d'un secteur d'aménagement doivent pouvoir être analysées par l'aménageur en tenant compte de toutes les opportunités ou contraintes liées aux

ouvrages électriques, afin de définir précisément le phasage et les caractéristiques énergétiques des projets sur la zone ; cette articulation fluide entre contrat d'aménagement et adaptation / prise en compte des réseaux de distribution n'est aujourd'hui pas possible ; la mise en œuvre de la loi SRU-UH dans les cas de croissance urbaine sectorisée a conduit trop souvent à des structures non optimisées et à des financements des collectivités sans aucune raison économique sous-jacente ;

- l'application de normes (NFC14-100 notamment) invoquées pour les dimensionnement de raccordements ou les calculs inflationnistes protégeant les constructeurs conduisent inévitablement à des surdimensionnements de puissances demandées par les pétitionnaires ou évaluées par le gestionnaire du réseau de distribution ; c'est une des premières causes de coûts excessifs supportés par les réseaux de distribution pour leur renforcement ; il est nécessaire de permettre des dispositifs de dimensionnement des réseaux de manière optimisée sous contrôle spécifique et avec une adaptation des ouvrages à ne réaliser qu'après constat d'un besoin définitif en renforcement ; les lois et réglementations empêchent cette agilité actuellement, poussant tous les acteurs à surdimensionner les puissances de raccordement ;
- les raccordements de bornes de charge de véhicules électriques doivent être autorisés dans ce dispositif expérimental avec des gammes de puissance variables selon des horaires définis ou signaux tarifaires à définir : cela permettrait d'intégrer les points de livraison sans générer de contrainte et de répercuter de fait les besoins de maîtrise de la charge des véhicules aux heures de pointe – sujet largement négligé par Enedis jusqu'alors mais pourtant bien pointé par RTE ;
- certains projets concrets locaux sont poussés par les AODE, nécessitant une adaptation réglementaire et n'ayant dès lors pu sortir de terre, sous contrainte de délais ou de capacité à faire bouger les lignes jusqu'alors :
  - les renforcements BT, portés par les AODE ou Enedis selon la maîtrise d'ouvrage, pourraient, notamment en secteur rural, trouver des solutions alternatives par des projets de production / stockage complémentaires (et souvent plus efficaces) aux actions de maîtrise de la demande de l'énergie déjà mises en œuvre pour éviter ces renforcements ; la possibilité de résorber des contraintes locales par le pilotage de la production ou par un service de stockage serait une avancée, sans nécessiter pour autant la mise en œuvre d'appels d'offres de flexibilité tels que mentionnés par ailleurs ;
  - l'injection photovoltaïque décentralisée se trouve, dans de nombreux cas, face à des contraintes réseau qui sont dues à des calculs très conservateurs et inhibant toutes solutions simples d'injection sans renforcement : c'est notamment le cas des possibilités de raccordement PV sur un poste HTA/BT avec la position de prise à vide du transformateur placée à 0 – ce qui est aujourd'hui interdit par la documentation technique de référence mais permettrait dans de nombreux cas de rendre possible le projet sans risquer de générer de chutes de tension pour autant ;
  - la connaissance même des contraintes des postes HTA/BT et départs BT pourrait permettre de générer des gains substantiels sur les investissements et les choix de solutions techniques : les modèles actuellement en place sont très largement insuffisants pour permettre des solutions fines et adaptées à chaque contexte local ; une avancée majeure serait de pouvoir, pour chaque poste HTA/BT (voire départ BT) s'appuyer sur les compteurs communicants pour caractériser les appels de puissance (puissance maximale normalisée, durée de dépassement de puissance donnée, heures des pointes...) voire d'avoir une courbe de charge agrégée ; ces analyses sont aujourd'hui limitées du fait de la gestion de données à caractère personnel ; si les AODE identifient bien ce sujet hautement sensible, l'absence de cadre juridique permettant l'analyse techniques des caractéristiques électriques du fonctionnement du réseau sont regrettables ;
  - l'autoconsommation individuelle comme collective n'apporte à ce jour aucun service réseau : cela est vraiment regrettable et il devient urgent de permettre la définition d'un contrat local d'autoconsommation garantissant l'écêtement de puissances appelées ou la déconnexion en cas de contraintes générées sur les réseaux – ou tout autre dispositif contractuel ou technique

permettant de faire émerger l'intérêt collectif de l'autoconsommation (les délibérations de la CRE sur le TURPE autoconsommation éclairent très bien – en creux – l'actuel défaut du dispositif purement tarifaire et bilantiel et non adapté aux enjeux d'équilibre offre / demande localement.

En contrepoint, dans le prolongement de l'observation initiale que ce dispositif doit servir l'intérêt commun, les AODE appellent à la vigilance sur les dispositifs pouvant être proposés par certains acteurs visant à des autonomies énergétiques ou des réseaux fermés de distribution en dehors de toute optimisation technico-économique, de mutualisation et de solidarité tels que portés aujourd'hui dans le système électrique français.

Enfin, le dispositif semble viser majoritairement les innovations attendues pour le système électrique – c'est ce qui retranscrit en partie de la rédaction de la consultation publique. L'enjeu des réseaux de distribution de gaz et des projets territoriaux gaziers existe également dans ce contexte. Certains cas posent clairement question actuellement, dont par exemple la pose de nouvelles canalisations d'injection traversant des communes non desservies en gaz naturel, sur lesquels aucun consommateur ne peut de fait se raccorder. Dans ce sens, certaines contributions ultérieures pourraient également porter sur les projets gaziers. Les sujets électriques restent toutefois bien prépondérants et plus urgents à traiter par ce dispositif.

## 2. Réponses et analyses

---

### 2.1 Critères d'éligibilité

#### Q1. Avez-vous des observations sur les critères d'éligibilité envisagés par la CRE ?

Comme mentionné supra, le fait de présenter un bénéfice pour la collectivité est essentiel au dispositif. Pour autant, l'évaluation du bénéfice est sujette à débat et celle-ci peut être délicate à évaluer avant la mise en œuvre du projet. Ainsi, il sera demandé une transparence dans l'évaluation de ce critère par la CRE, sur la base des éléments de chaque dossier.

Par ailleurs, le caractère cumulatif des critères pour l'expérimentation pourrait restreindre trop fortement le champ d'investigation des projets. En particulier :

- ces projets d'expérimentation s'inscrivent typiquement dans une approche duale opportunité/risque et devront évidemment faire l'objet d'arbitrage à un moment donné. La prise de risque est inhérente à ces projets - les risques à prendre dans le cadre de ces expérimentations doivent être explicités pour démontrer leur maîtrise mais ne doivent pas être considérés comme éventuellement contrevenant à l'article 100-1 du Code de l'énergie ;
- les obstacles réglementaires ne sont pas toujours très distinctement identifiés et pourraient nécessiter une analyse juridique approfondie : c'est le cas notamment d'empilement de textes (confidentialité des données, réglementation technique, application de normes, documents techniques de référence du gestionnaire du réseau...). Afin d'éviter un montage juridique trop lourd de chaque dossier, ce critère pourrait être plus ouvert, intégrant les blocages observés sans tracer précisément les évolutions réglementaires à anticiper.

Les exemples mentionnés en introduction ne semblent pas systématiquement rentrer, stricto sensu, dans les critères stricts cumulatifs tels que mentionnés - ils serviraient pourtant indéniablement l'intérêt général et nécessitent ce cadre de bac à sable réglementaire. Il est demandé à la CRE de s'assurer de la rédaction suffisamment précise mais ouverte aux enjeux déjà identifiés.

### 2.2 Procédure pour les candidatures

#### Q2. Avez-vous des observations sur la procédure envisagée par la CRE ?

La figure explique le cheminement des candidatures/projets. Il serait souhaitable qu'après la 1ère sélection des projets éligibles, les projets non retenus disposent d'une solution d'appel permettant d'insister et développer des contre-propositions. Il s'agit d'un dispositif d'expérimentation ; il faut permettre la souplesse nécessaire pour ne pas évincer de manière trop radicale les projets innovants ou les projets pouvant le devenir. Dans le cadre prospectif qui est visé, il serait contre-productif de limiter les allers-retours possibles entre des porteurs d'expérimentation et le guichet des candidatures, cela pourrait même conduire à limiter le nombre de dépôts ab initio.

Quoiqu'il arrive, la phase de négociation/échange prévue pendant l'analyse d'éligibilité et l'analyse approfondie doit être clairement assumée - pouvant mobiliser des moyens humains importants au sein de la CRE le cas échéant. Elle est extrêmement bénéfique au sens de TEARA - et pourrait être l'occasion de mutualiser les initiatives de certains acteurs le cas échéant.

Un accord de l'AODE concernée (des AODE concernées éventuellement) par le projet, propriétaire(s) des ouvrages de distribution d'énergies, sera donné avant la délibération de la CRE par saisine directe de la CRE à l'AODE concerné (les AODE concernées éventuellement).

## 2.3 Contenu des dossiers

### Q3. Avez-vous des observations sur le contenu du dossier de candidature envisagé par la CRE ?

Pour la construction des projets et des dossiers associés, il est essentiel de rappeler que l'accès à certaines données est essentiel. Il est notamment rappelé que le gestionnaire du réseau de distribution doit assurer une parfaite transparence vis-à-vis des acteurs. Les dernières délibérations de la CRE ciblant les cartes de contrainte est une illustration intéressante en ce sens des éventuelles limites qui pourraient apparaître : malgré leur caractère prioritaire souligné par la CRE, celles-ci ne sont toujours pas mises à disposition par Enedis et limitent les réflexions ou initiatives.

Il est à ce propos intéressant de souligner que, en réponse à la consultation d'Enedis sur les services de flexibilité locale, RTE a répondu en rappelant que la première priorité est la transparence des informations pour tous les acteurs plutôt que la définition par le GRD lui-même des spécifications précises des services attendus.

Les acteurs du système électrique seront dans la même démarche dans ce dispositif : en l'absence de transparence et de réactivité du GRD, les projets ne pourront être renseignés avec le niveau de précision attendus - et ils ne pourraient potentiellement même pas être identifiés.

La référence aux autres consultations ou délibérations de la CRE sur l'accès aux données doit être ainsi explicite et la transparence du GRD doit être garantie dans ce dispositif.

## 2.4 Suivi des expérimentations

### Q4. Avez-vous des observations sur le suivi des expérimentations envisagé par la CRE ?

Les AODE ne peuvent que se réjouir des obligations de transparence soulignées par la CRE.

Il est absolument nécessaire que l'AODE (les AODE) soit informé des expérimentations qui seront mises en œuvre sur son(ses) réseau(x). Ils seront les destinataires des suivis des dérogations accordées au même titre que la CRE.

Le suivi pourra alors être plus facilement mutualisé.

## 2.5 Autres modalités

### Q3. Voyez vous d'autres modalités de mise en œuvre qu'il serait nécessaire de préciser ?

Les rencontres physiques sont indispensables pour orienter les expérimentations et faire part des voies déjà empruntées ou des projets déjà existants.

La veille exercée par la CRE sur les smart grids, rassemblant de nombreuses expérimentations existantes par ailleurs, sera ainsi mieux partagée et diffusée.

*(fin de document)*