



**GROUPE ÉNERGIES VIENNE**

# Régulation incitative de la qualité de service

**Rapport  
2017**

Juillet 2018

## SOMMAIRE

<b>PRÉAMBULE .....</b>	<b>2</b>
<b>1- PRÉSENTATION DE SRD, GESTIONNAIRE DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DANS LE DÉPARTEMENT DE LA VIENNE .....</b>	<b>3</b>
<b>2- CADRE DE LA RÉGULATION INCITATIVE INTRODUIT PAR LE TURPE 5 HTA - BT .....</b>	<b>5</b>
<b>3- INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITÉ DE SERVICE INCITÉS FINANCIÈREMENT .....</b>	<b>6</b>
<b>NOMBRE DE RENDEZ-VOUS PLANIFIÉS NON RESPECTÉS PAR LE DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>6</b>
<b>4- AUTRES INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITÉ DE SERVICE.....</b>	<b>7</b>
<b>4.1 NOMBRE DE RÉCLAMATIONS REÇUES PAR NATURE ET PAR CATÉGORIE D'UTILISATEURS .....</b>	<b>7</b>
<b>4.2 TAUX DE RÉPONSE AUX RÉCLAMATIONS DANS LES 15 JOURS CALENDAIRES .....</b>	<b>9</b>
<b>4.3 TAUX DE COMPTEURS AVEC AU MOINS UN RELEVÉ SUR INDEX RÉEL DANS L'ANNÉE .....</b>	<b>10</b>
<b>4.4 TAUX DE RESPECT DES DÉLAIS D'ENVOI DES PROPOSITIONS DE RACCORDEMENT PAR CATÉGORIE D'UTILISATEURS.....</b>	<b>11</b>
<b>4.5 TAUX DE RESPECT DE LA DATE CONVENUE DE MISE À DISPOSITION DES RACCORDEMENTS PAR CATÉGORIE D'UTILISATEURS.....</b>	<b>12</b>
<b>4.6 TAUX DE RÉSILIATIONS RÉALISÉES DANS LES DÉLAIS DEMANDÉS PAR CATÉGORIE D'UTILISATEURS ET TAUX DE MISES EN SERVICE RÉALISÉES DANS LES DÉLAIS DEMANDÉS PAR CATÉGORIE D'UTILISATEURS ..</b>	<b>13</b>
<b>5- RÉGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION.....</b>	<b>14</b>
<b>MÉCANISME DE PÉNALITÉS POUR COUPURES LONGUES .....</b>	<b>14</b>
<b>6- POINT D'OBSERVATION DE SRD RELATIF À LA QUALITÉ DE SERVICE .....</b>	<b>16</b>
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>17</b>

## Préambule

L'article L.341-3 du Code de l'énergie dispose que la CRE, dans ses délibérations relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, peut « *prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité* ».

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz naturel, ainsi que des réseaux de transport de gaz naturel en vigueur, incitent les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs coûts et à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux *via* des indicateurs de qualité de service.

La CRE a défini des indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines jugés pertinents pour évaluer la qualité de leurs services (interventions auprès des clients finals, relations avec les fournisseurs, relations avec les clients finals, raccordements, relève et facturation, mesures et prévisions de consommation, environnement, *etc.*). Ces indicateurs s'accompagnent, pour les plus significatifs et pour le bon fonctionnement du marché, d'incitations financières, bonus ou malus en fonction des résultats constatés.

Depuis la mise en place du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, celui-ci a progressivement évolué afin de prendre en compte les résultats obtenus et les retours d'expérience, après concertation avec les acteurs de marché. Les incitations et les objectifs définis pour les opérateurs ont été renforcés progressivement afin d'accompagner, voire d'accentuer, leurs trajectoires d'amélioration.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014, les entreprises locales de distribution (ELD) de plus de 100 000 clients, dont SRD, et EDF SEI suivent des indicateurs de qualité de service, dont certains sont incités financièrement.

Lors de la publication de son 6<sup>ème</sup> rapport relatif à la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité, la CRE a demandé à l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'élaborer, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, un rapport annuel ad hoc relatif à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service.

Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, la CRE reconduit en les adaptant les mécanismes de régulation incitative de la qualité d'alimentation et de la qualité de service des entreprises locales de distribution et d'EDF SEI.

Ce présent rapport a pour objet de présenter l'analyse qualitative des indicateurs de qualité de service de SRD pour l'année 2017.

## **1- Présentation de SRD, gestionnaire de réseaux électriques dans le département de la Vienne**

5<sup>ème</sup> gestionnaire de réseau de distribution d'électricité en France, SRD assure l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux publics d'électricité pour le compte du Syndicat ENERGIES VIENNE dans le cadre d'un contrat de concession relatif au service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

Ainsi, conformément à l'article L322-8 du Code de l'Énergie, SRD en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, dans sa zone de desserte exclusive, notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession et des règlements de service des régies :

1° De définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;

2° D'assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;

3° De conclure et de gérer les contrats de concession ;

4° D'assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès à ces réseaux ;

5° De fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;

6° D'exploiter ces réseaux et d'en assurer l'entretien et la maintenance ;

7° D'exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et d'assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;

8° De mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et de favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;

9° De contribuer au suivi des périmètres d'effacement mentionné à l'article L. 321-15-1.  
À cette fin, le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité lui transmettent toute information nécessaire à l'application du présent 9°. Ces informations sont considérées comme des informations commercialement sensibles, au sens de l'article L. 111-73, et sont traitées comme telles.

Ses missions sont assurées sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), dans le cadre d'un Code de bonne conduite.

Ce Code garantit les engagements de SRD en matière d'égalité de traitement à tous les utilisateurs du réseau ainsi qu'un accès au réseau dans des conditions transparentes et objectives.

SRD est certifié Qualité Sécurité Environnement depuis le 7 juillet 2008  
(ISO 9001 – ILO OSH – ISO 14 001)

## Chiffres clés 2017

12 190 km de réseaux de distribution, dont

Réseau HTB	50 Km
Réseau HTA	7 387 Km
Réseau BT	4 753 Km

### Points de livraison

Consommateurs	147 619
Producteurs	3 614

Concession rurale 12 clients/km (moyenne nationale : 27 clients/km)

Critère B incidents hors événements de grande ampleur, coupures amont (RTE) et travaux : **25'37''** par an et par client

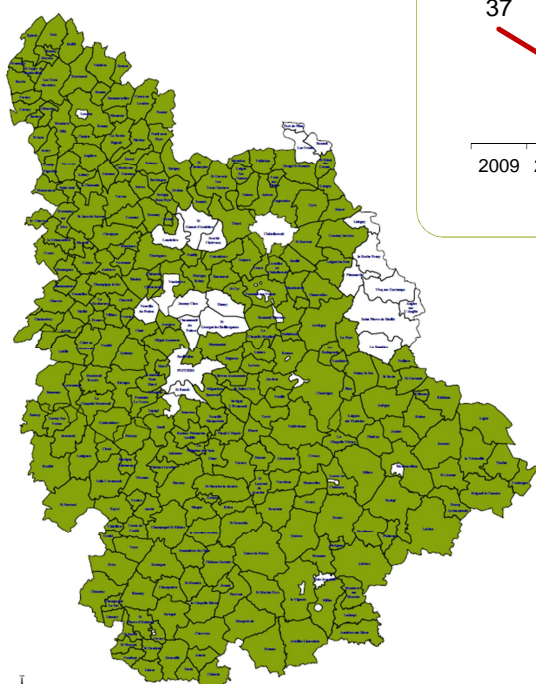
1,35 TWh d'électricité acheminée

Chiffre d'Affaires acheminement 50 M€

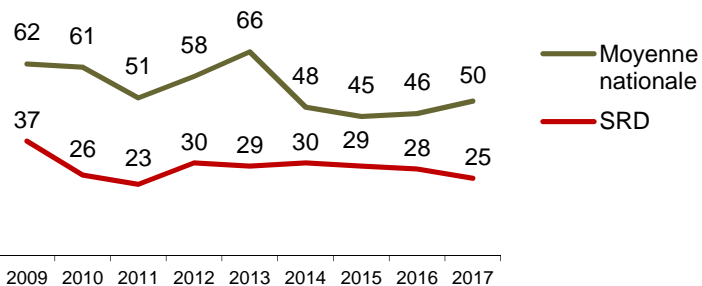
Résultat net 5,44 M€ (hors exceptionnel)

Capacité d'Autofinancement 18,9 M€

Investissements réalisés sur la concession : 24,96 M€



### Critère B en minute (Hors RTE, EGA et travaux)



## **2- Cadre de la régulation incitative introduit par le TURPE 5 HTA - BT**

*(Suivant délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT)*

- **Mécanisme de régulation incitative de la qualité de service**

Le TURPE 4 HTA-BT, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014, a maintenu, d'une part, le dispositif de suivi de la qualité de service d'Enedis établi par le TURPE 3 et, d'autre part, l'a étendu aux ELD d'électricité desservant plus de 100 000 clients et à EDF SEI.

Le TURPE 5 a reconduit le mécanisme actuel de suivi de la qualité de service, en le faisant évoluer notamment sur la base du retour d'expérience.

Pour les ELD desservant plus de 100 000 clients, cette délibération reconduit le mécanisme de suivi de la qualité de service en procédant aux modifications suivantes :

- Introduction de l'automatisation du versement de la pénalité aux utilisateurs pour les rendez-vous non respectés par le GRD, à l'instar du mécanisme mis en place pour Enedis ;
- Suppression du versement d'une pénalité, sur réclamation, pour les propositions de raccordement envoyées hors délais, à l'instar de ce qui est fait pour Enedis, tout en maintenant le suivi du respect de ce délai ;
- Suivi du taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires en lieu et place du taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours calendaires ;
- Suivi des taux de résiliations et de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs.

- **Nouveau mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation**

Par ailleurs, dans le cadre du TURPE 3, la CRE a introduit un mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation pour Enedis visant à garantir que ses efforts de productivité n'aient pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation.

Le TURPE 4, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014, a légèrement renforcé ce mécanisme.

Dans le cadre du TURPE 5, la CRE a invité les ELD desservant plus de 100 000 clients à travailler sur la mise en place du suivi des quatre indicateurs relatifs à la durée moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA et à la fréquence moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA.

Enfin, la CRE reste attentive à l'évolution de la qualité d'alimentation à différentes échelles territoriales. À cet effet, elle demande aux différents GRD de lui transmettre, en complément des indicateurs mentionnés précédemment, des éléments quantitatifs sur la dispersion territoriale des résultats en matière de qualité d'alimentation (prise en compte des différentes zones géographiques aussi bien que des densités de population).

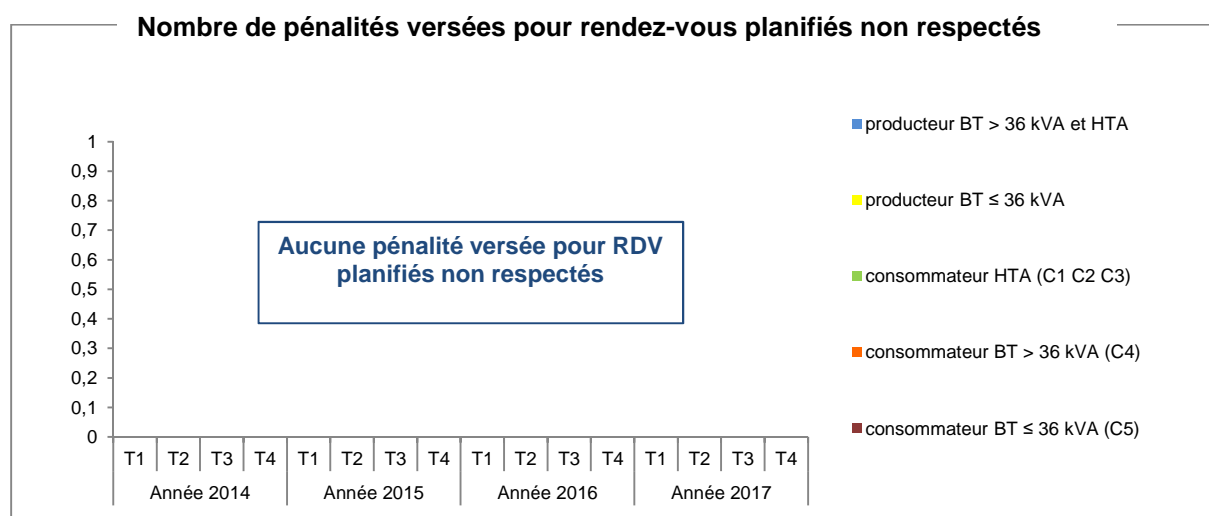
À noter par ailleurs, que pour les ELD desservant plus de 100 000 clients, la remontée des résultats des indicateurs à la CRE est à la fréquence annuelle et non plus trimestrielle, tout en conservant une fréquence de calcul trimestrielle.

### 3- Indicateurs de suivi de la qualité de service incités financièrement

Le TURPE 5 ayant supprimé le versement d'une pénalité, sur réclamation, pour les propositions de raccordement envoyées hors délais, pour les ELD de plus de 100 000 clients comme SRD, seul un indicateur est incité financièrement :

#### Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le distributeur

Calcul	Nombre rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD,</li> <li>- Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)



En 2017, pour SRD il n'y a eu aucun rendez-vous manqué du fait du GRD et indemnisé au cours de la période de suivi.

SRD n'a par ailleurs reçu aucun signalement par un utilisateur ou par son fournisseur, d'un rendez-vous manqué.

## 4- Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

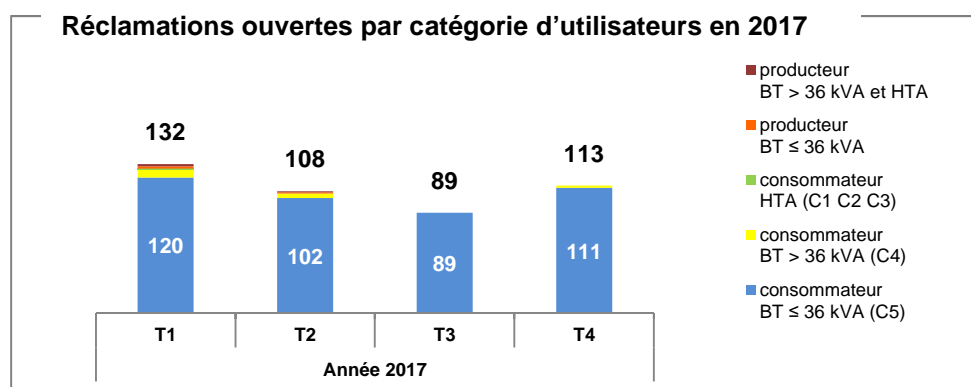
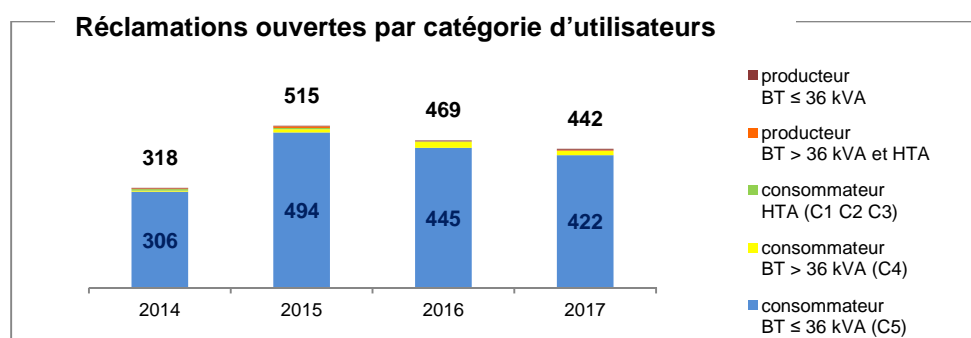
Le TURPE 5 a reconduit 7 indicateurs de suivi de la qualité de service pour les ELD desservant plus de 100 000 clients.

Il est cependant important de souligner que la taille et la nature de la zone de desserte de chaque GRD ont une incidence sur ses résultats en terme de qualité de service.

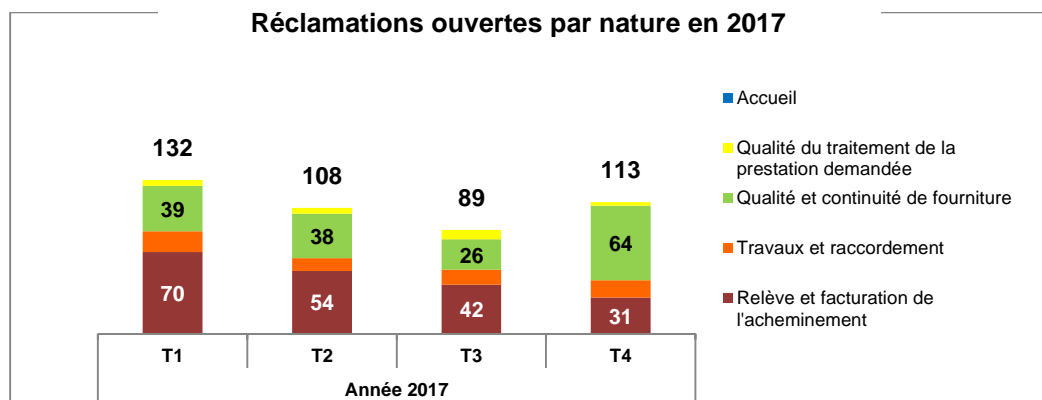
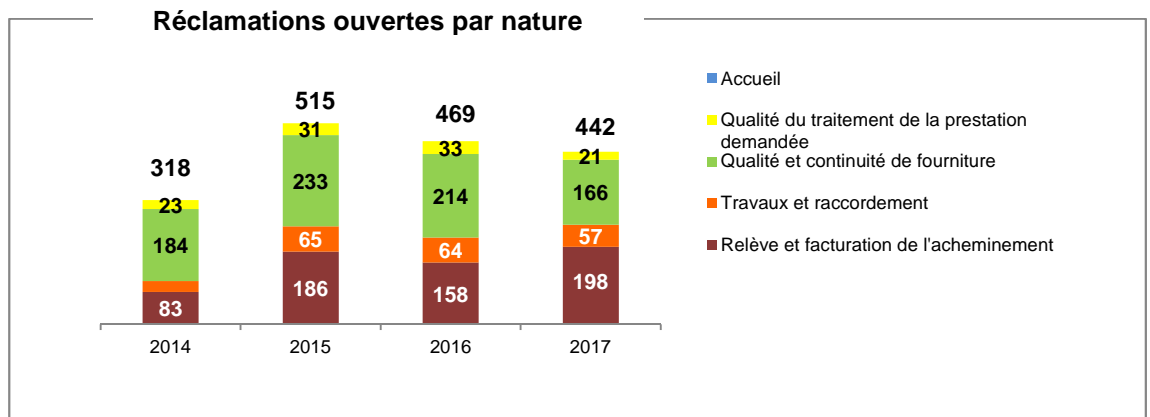
En effet, les conditions de dessertes peuvent être très différentes entre les territoires urbains ou ruraux. Ainsi, sur son territoire rural, SRD adapte continuellement ses investissements et son organisation pour permettre une gestion économique et opérationnelle efficace sur un réseau de distribution diffus, où par ailleurs le nombre de clients par kilomètre de réseau est sensiblement inférieur à la moyenne nationale (12 clients / km de réseau, moyenne nationale : 27 clients).

### 4.1 Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs

Calcul	<p>Nombre de réclamations des utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Accueil,</li> <li>- Qualité de traitement de la prestation demandée,</li> <li>- Qualité et continuité de fourniture,</li> <li>- Travaux de raccordement,</li> <li>- Relève et facturation de l'acheminement.</li> </ul> <p>Les utilisateurs sont répartis en 5 catégories :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les consommateurs BT ≤ 36 kVA (C5),</li> <li>- Les consommateurs BT &gt; 36 kVA (C4),</li> <li>- Les consommateurs HTA (C1 C2 C3)</li> <li>- Les producteurs BT ≤ 36 kVA,</li> <li>- Les producteurs BT &gt; 36 kVA et HTA.</li> </ul>
Fréquence de calcul	Trimestrielle







En 2017, SRD enregistre globalement une diminution du nombre de réclamations ouvertes par rapport à 2016.

Cette diminution s'explique notamment par une baisse de réclamations clients liées à la qualité de la continuité de fourniture en raison notamment de :

- L'interdiction d'arrosage prononcée très tôt en 2017 d'où un moindre impact des jets d'irrigation sur les lignes électriques,
- Une campagne de sensibilisation élargie auprès des irrigants,
- Des actions de dépistage des défauts pilotées par le Bureau d'Information et de Conduite et les Centres d'Exploitation.

Les réclamations liées à la qualité de la continuité de fourniture concernent principalement des réclamations formulées suite à des microcoupures.

Elles sont liées à deux événements climatiques importants en 2017 qui ont eu un impact significatif sur la qualité de continuité de fourniture :

- Tempête ZEUS du 6 mars 2017 classé « Événement de Grande Ampleur » (60 déclenchements HTA et 9 incidents HTA)
- Tempête ANA du 11 décembre 2017 (non classée EGA) et quelques jours de vent en décembre qui ont provoqué 191 coupures brèves.

Par ailleurs, SRD note une augmentation sensible du nombre de réclamations liées à la relève et la facturation de l'acheminement.

Il s'agit de réclamations essentiellement liées à la facturation de l'acheminement ; les clients contestent, directement à SRD ou via leur fournisseur, l'estimation des index, notamment lors de changement de compteur (index compteurs illisibles, compteurs défectueux) ou contestent la programmation de leur compteur qui n'est pas conforme à leurs données contractuelles.

Il s'agit aussi de réclamations liées au fonctionnement de leur comptage. En effet, SRD constate encore des blocages de type tarif Heures creuses / Heures pleines sur les compteurs d'une marque en particulier et des dysfonctionnements à cause d'un composant défectueux sur une série de compteur d'un autre constructeur. Depuis 2015, SRD ne pose plus ces types de compteurs, mais constate encore à ce jour leurs dysfonctionnements.

Au global, en 2017, 2,9 réclamations ont été ouvertes pour 1000 clients (contre 3,1 pour 1000 en 2016).

En 2018, SRD va s'attacher à poursuivre les investissements engagés depuis de nombreuses années dans les postes sources pour limiter les microcoupures (Travaux de passage en neutre compensé du poste de Civray notamment).

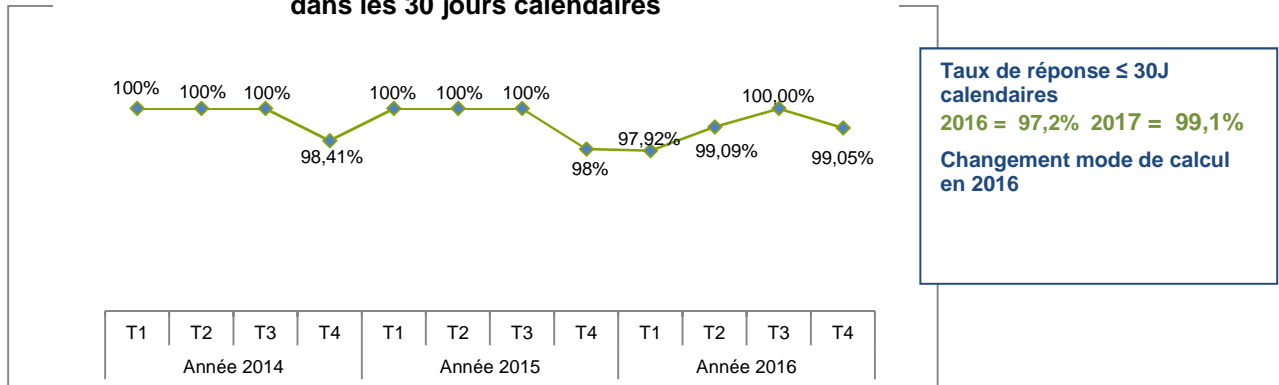
SRD va aussi poursuivre les actions engagées en 2017 :

- ✓ Pour limiter les réclamations liées à des erreurs humaines :
  - Demander au client de transmettre son N° de PCT lorsqu'il contacte son fournisseur à la mise en service de son installation pour éviter les erreurs de référence compteurs,
  - Poursuivre l'analyse détaillée de chaque réclamation consécutive à une erreur de programmation de comptage, d'inversion de phase et d'erreur de câblage pour remonter jusqu'au responsable de l'erreur et le sensibiliser.
  
- ✓ Pour limiter les réclamations liées à de la méthode :
  - Examiner les opportunités de faire progresser le moteur d'estimation de son outil de facturation pour limiter les réclamations consécutives à une mauvaise estimation des index.

## 4.2 Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le distributeur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre
Fréquence de calcul	Trimestrielle

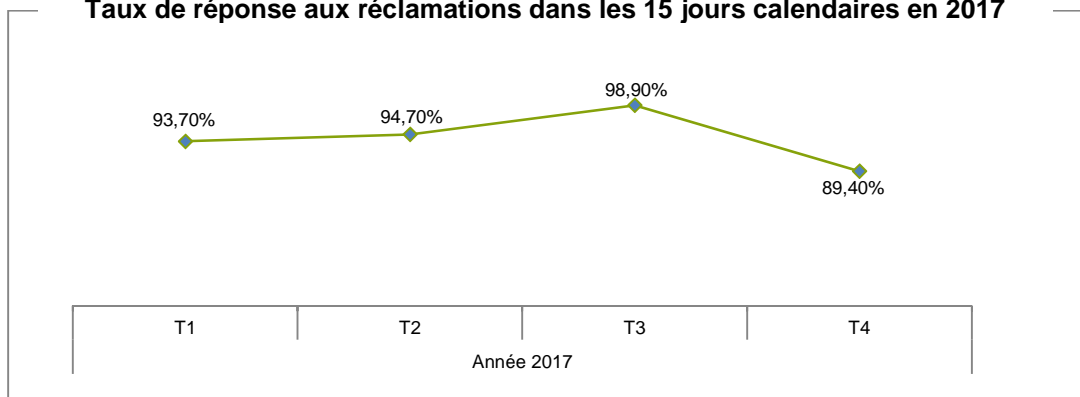
### Historique taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours calendaires



Pour mémoire, jusqu'en 2015, les lettres d'attente dans lesquelles SRD informe l'utilisateur de la bonne prise en compte de sa demande et de la nécessité de mener une analyse plus longue pour traiter celle-ci étaient incluses dans le calcul de ces délais.

À la demande de la CRE, depuis 2016, SRD retient dans le périmètre du calcul uniquement les réclamations pour lesquelles une réponse « consistante » a été envoyée.

### Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires en 2017

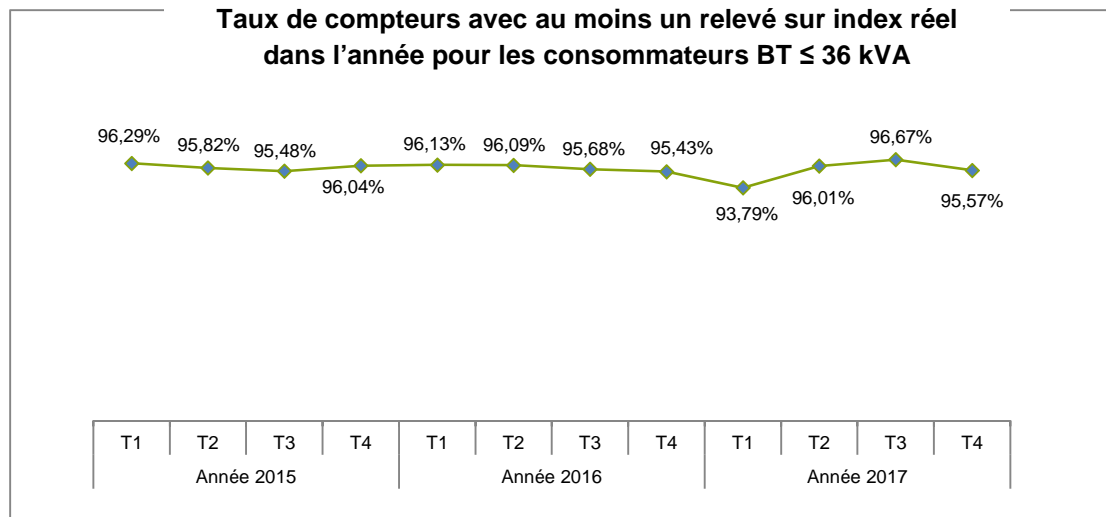


En 2017, le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires s'établit en moyenne à 94%.

### 4.3 Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année

Calcul	Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA.  (Nombre de compteurs à relever - Nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre
Fréquence de calcul	Trimestrielle

### Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA



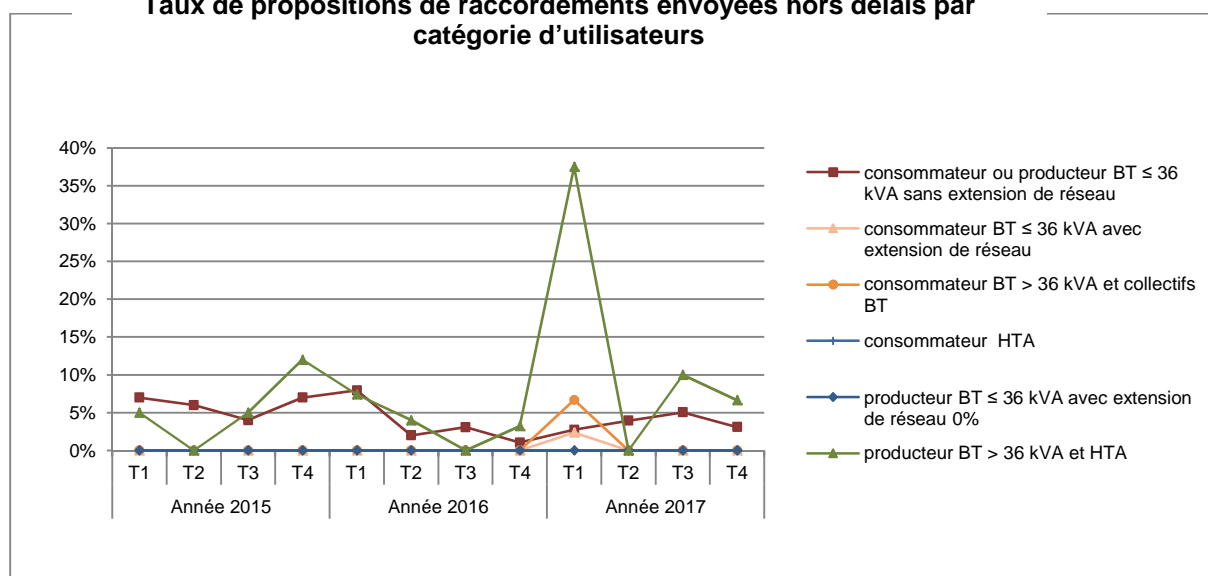
En 2017, SRD enregistre une quasi stabilité de ses résultats. Malgré un niveau plus faible au premier trimestre, la moyenne annuelle est proche de celle de 2016.

SRD précise que son indicateur ne prend en compte que la relève terrain cyclique et les index communiqués pendant cette relève cyclique. Les communications d'index en dehors de la relève et les relèves lors des interventions ne sont pas intégrées dans le calcul de cet indicateur.

#### 4.4 Taux de respect des délais d'envoi des propositions de raccordement par catégorie d'utilisateurs

Calcul	Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs  Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre.
Fréquence de calcul	Trimestrielle

#### Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs



En 2017, la performance de SRD est bonne pour cet indicateur.

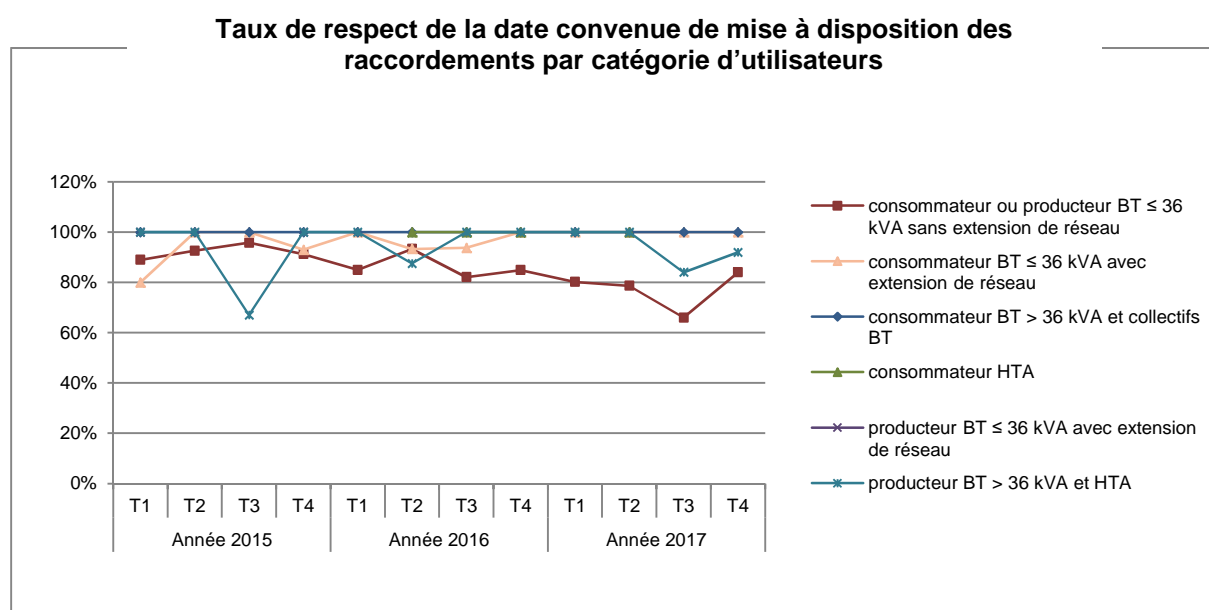
L'augmentation des délais d'envoi des propositions aux producteurs est due notamment aux gros producteurs HTA situés dans une zone de congestion de capacité d'accueil dans le sud Vienne.

Une adaptation du S3R sur cette zone était en cours. Cependant le décret permettant cette adaptation ayant été attaqué et annulé, un certain nombre de Propositions Techniques et Financières (PTF) se sont retrouvées sans solution de raccordement et hors délais.

Aucune pénalité n'a été versée car aucun client ou installateur n'en a demandé le versement.

#### 4.5 Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs

Calcul	Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs.  Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordement mis à disposition durant le trimestre.
Fréquence de calcul	Trimestrielle



En 2017, les performances de SRD se maintiennent à un bon niveau. En particulier, pour les raccordements des catégories Consommateur BT ≤ 36 kVA avec extension de réseau et Consommateurs BT > 36 kVA et collectifs BT pour lesquels la date convenue de mise à disposition du raccordement a été respectée à 100%.

Pour les raccordements BT ≤ 36 kVA sans extension de réseau, SRD constate un creux au 3<sup>ème</sup> trimestre qui est lié principalement à l'impact des congés d'été et aux effectifs allégés dans une entreprise de travaux en contrat avec SRD, ce qui a entraîné un allongement des délais.

En 2017, SRD n'a pas procédé à des raccordements de producteurs BT ≤ 36 kVA avec extension de réseau.

#### 4.6 Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs et Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs

Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, la CRE a souhaité élargir aux ELD desservant plus de 100 000 clients et à EDF SEI, le suivi de deux indicateurs sur la qualité de service suivis par ENEDIS, et ce à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017.

Calcul	Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs  Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois
Fréquence de calcul	Trimestrielle

Calcul	Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs  Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois
Fréquence de calcul	Trimestrielle

Il est à noter que SRD gère l'ensemble des demandes de prestations du catalogue GRD dans son « Portail GRD » qui dispose d'un Front Office Web accessible à l'ensemble des fournisseurs disposant d'un compte utilisateur.

Ainsi, les fournisseurs ont la possibilité via ce Portail d'accéder aux données techniques des PDL et le fournisseur titulaire du contrat peut également avoir accès aux données contractuelles. À partir d'un export des données du portail GRD, SRD procède à l'établissement de différents indicateurs pour suivre cette activité.

Le portail de SRD est ainsi doté d'un champ « date de réalisation souhaitée », et l'export des affaires du portail comprend :

- La date de réalisation souhaitée,
- Le délai standard,
- La date de réalisation effective.

À partir de ces données, SRD peut procéder au calcul des deux nouveaux indicateurs introduits par la décision de la CRE. Cependant, le fonctionnement actuel du portail ne permet pas, avec certitude, de dire si les affaires sont ou non dans le délai demandé par l'utilisateur.

En effet, lors de la planification d'une affaire, le champ « date souhaitée de réalisation » est pré-renseigné avec une date calculée = date de création + délai minimum de réalisation

La date souhaitée est pré-renseignée et un clic sur le bouton « lister les rendez-vous possibles » permet d'accéder à la liste des créneaux proposés à partir de cette date, sans qu'elle soit demandée au client et modifiée le cas échéant par le fournisseur pour le compte de son client.

Aussi, les indicateurs ci-dessous présentent le délai moyen de réalisation des prestations de mise en service et résiliation et le taux de prestations de mise en service et résiliation réalisé dans le délai standard. Ces indicateurs ont été suivi à compter de la mise en place du TURPE 5, à savoir le 1<sup>er</sup> août 2017.

		<b>du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2017</b>
Mises en service avec Rendez-vous	Nombre	939
	Délai moyen	7
	Dans le délai standard	47%
Mises en service sans Rendez-vous	Nombre	4 709
	Délai moyen	1
	Dans le délai standard	100%
<b>Mises en service réalisées par catégorie d'utilisateurs</b>	<b>Nombre</b>	<b>5 648</b>
	<b>Délai moyen</b>	<b>2</b>
	<b>Dans le délai standard</b>	<b>91%</b>
Résiliations avec Rendez- vous	Nombre	174
	Délai moyen	9
	Dans le délai standard	19%
Résiliations sans Rendez- vous	Nombre	2 330
	Délai moyen	1
	Dans le délai standard	100%
<b>Résiliations réalisées par catégorie d'utilisateurs</b>	<b>Nombre</b>	<b>2 504</b>
	<b>Délai moyen</b>	<b>2</b>
	<b>Dans le délai standard</b>	<b>94%</b>

## **5- Régulation incitative de la continuité d'alimentation**

### **Mécanisme de pénalités pour coupures longues**

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, la CRE précise que sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des 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°8 2-600 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. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

Sur ce dernier point, SRD précise qu'à l'échelle de son territoire sont considérés comme des phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, les événements qui impactent dix départs Haute tension A (HTA) sur une même journée pour une même cause. En effet, dix départs HTA impactés représentent environ 5% de la clientèle desservie par SRD.

Calcul	Pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure
Périmètre	<p>Toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- En cas de coupure de plus 20% de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental</li> <li>- En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux géré par le GRD, le montant des pénalités que ce dernier est amené à verser aux consommateurs concernés lui est remboursé par le gestionnaire de réseau amont</li> <li>- Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure</li> <li>- Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure</li> <li>- Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure</li> </ul> <p><i>Les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10% de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel.</i></p>



À ce jour, SRD n'a pas procédé :

- aux versements de pénalités « normales » :
  - o de 2€ HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA,
  - o de 3,50 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA,
  - o 3,50 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure pour les consommateurs raccordés en HTA.
- aux versements d'indemnités « réduites » en cas de coupure liée à un événement exceptionnel.

La mise en œuvre de ce calcul nécessite une adaptation de son système d'information.

SRD propose de présenter ces résultats dans son rapport 2018 qui sera transmis en 2019.

Enfin, comme le permet la CRE, SRD indique vouloir opter, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, pour la réduction des montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies dans le tableau ci-dessus.

SRD appliquera un facteur proportionnel de réduction de 90%.

## **6- Point d'observation de SRD relatif à la qualité de service**

Comme SRD l'avait déjà indiqué dans son précédent rapport, des modalités différentes de gestion de la file d'attente entre les GRD et le GRT peuvent être à l'origine d'une forme de discrimination entre réseaux publics à l'occasion du raccordement des producteurs et est, par ailleurs, néfaste aux GRD en matière de qualité de service perçue par les utilisateurs.

En effet, dans certains cas de demande de raccordement d'installation de production au RPT, un projet peut entrer et demeurer en file d'attente, même s'il est en phase de développement, et s'y maintenir durablement. Les producteurs peuvent ainsi réserver la capacité sur le réseau de transport pour des projets très en amont de la phase de réalisation alors même que la probabilité qu'ils aboutissent est faible. À contrario, la règle est très différente et beaucoup plus rigoureuse pour entrer en file d'attente sur un RPD ; elle permet de n'inscrire que des projets dont la probabilité qu'ils aboutissent est élevée. De ce fait, des projets très avancés, et ayant vocation à être raccordés sur un RPD se voient parfois opposer une insuffisance de capacités parce que des projets ayant choisi d'être raccordés au RPT (généralement indirectement) sont apparus dans l'intervalle, bien qu'ils soient beaucoup moins avancés.

C'est en quelque sorte la négation de la logique même de la file d'attente.

## Conclusion

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014, SRD suit chacun des indicateurs de qualité de service définis par la CRE, dont un seul est incité financièrement.

SRD constate que sa bonne performance a été maintenue, alors que dans le même temps elle a mis en place de sa nouvelle organisation consécutive au transfert des 130 salariés de l'opérateur de réseaux de SOREGIES vers SRD.

Ce niveau de performance est atteint grâce à la mise en œuvre, depuis 2008, d'un système de management de la qualité qui intègre le suivi régulier d'indicateurs de surveillance et de performance et qui favorise l'efficacité et la mise en œuvre d'actions d'amélioration, en plaçant les utilisateurs du réseau au cœur de la démarche d'amélioration.

En 2017, SRD a complété l'analyse des résultats de ses indicateurs par une analyse de la satisfaction des clients sur la qualité de service de SRD.

Un cabinet extérieur a été mandaté pour réaliser un baromètre de satisfaction clients dont l'objectif était de connaître la perception des clients sur les missions et prestations réalisées par SRD et de mettre en perspective les résultats 2017 avec ceux de la précédente enquête menée en 2015 :

Les résultats de l'enquête ont ainsi montré que :

- 91,4% des clients sont satisfaits des prestations de raccordement réalisées par SRD, avec plus de 50% de clients très satisfaits,
- 88% des clients sont satisfaits des interventions, avec plus de 50 % de clients très satisfaits,
- 92% des communes sont satisfaites dont 46% se déclarent très satisfaites de SRD (qualité de distribution, efforts en matière d'enfouissement, délais d'intervention),
- 98% des clients sont satisfaits de la qualité de distribution de SRD, dont 47 % très satisfaits.

Aucune pénalité n'a été versée aux clients suite à réclamation.

Néanmoins, ces résultats sont tendus car ils sont fonction des moyens dont dispose SRD.

En effet, ils nécessitent une adaptation permanente entre le niveau d'exigence des utilisateurs du réseau et les capacités ou contraintes de SRD.

Par ailleurs, concernant la mise en place du suivi de quatre indicateurs relatifs à la durée annuelle de coupure BT et en HTA et à la fréquence moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA, SRD indique que trois des quatre indicateurs seront transmis en 2019, mais elle ne pourra pas les produire de manière parfaite car la mise en œuvre d'un calcul complet et précis nécessite le redéveloppement ou le changement de son outil de conduite.

Enfin, la CRE indique qu'elle reste attentive à l'évolution de la qualité d'alimentation à différentes échelles territoriales.

À cet effet, elle demande aux différents GRD de lui transmettre, en complément des indicateurs mentionnés précédemment, des éléments quantitatifs sur la dispersion territoriale des résultats en matière de qualité d'alimentation (prise en compte des différentes zones géographiques aussi bien que des densités de population).

Concernant ces éléments, SRD propose de mettre en place et de suivre un indicateur de continuité par départ HTA. Cet indicateur serait établi en définissant la densité à partir d'un ratio Nombre de PDL / Longueur du départ ; ce qui permettrait ainsi de produire des indicateurs de continuité d'alimentation par poste source et par nature de départ (dense, moyennement dense, peu dense).

Ces résultats seront présentés par SRD dans son rapport 2018 qui sera transmis en 2019.