

*Date du document : 31/05/2023*

## **ANNEXE 12**

Décision CD-23e31-CWaPE-0773

### **PLAN D'ACTION POUR LA MISE EN ŒUVRE DES INDICATEURS DE QUALITÉ DURANT LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2025-2029**

# Table des matières

<b>Plan d'action pour la mise en œuvre des indicateurs de qualité durant la période tarifaire 2025-2029</b> .....	<b>1</b>
1. OBJET .....	4
2. DÉFINITION DES INDICATEURS DE QUALITÉ.....	5
2.1. <i>L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD »</i> .....	5
2.2. <i>Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau telles que reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE</i> .....	6
2.3. <i>Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index, reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE</i> .....	7
2.4. <i>La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD »</i> .....	8
2.5. <i>L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8</i> .....	8
2.6. <i>La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8</i> .....	10
2.7. <i>Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)</i> .....	10
2.7.1. Pour les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquels le processus de monitoring des délais est totalement maîtrisé .....	10
2.7.2. Pour les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquels le processus de monitoring des délais n'est pas ou pas totalement maîtrisé .....	11
2.8. <i>Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge</i> .....	12
2.9. <i>Le taux de perte</i> .....	14
3. PLAN D'ACTION ET DE MISE EN OEUVRE .....	15
3.1. <i>L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD »</i> .....	15
3.2. <i>Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau telles que reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE</i> .....	15
3.3. <i>Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index, reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE</i> .....	15
3.4. <i>La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD »</i> .....	15
3.4.1. Plans d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021) .....	15
3.4.2. Échéance adaptation/mise en place processus .....	16
3.5. <i>L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8</i> .....	17
3.6. <i>La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8</i> .....	17
3.7. <i>Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)</i> .....	17
3.7.1. Plans d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021) .....	17
3.7.2. Échéance adaptation/mise en place processus .....	20
3.8. <i>Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge</i> .....	21
3.8.1. Plans d'actions à mener / données à récolter .....	21
3.8.2. Échéance mise en place processus .....	22
3.9. <i>Le taux de perte</i> .....	23
3.9.1. Plans d'actions à mener / données à récolter .....	23
3.9.2. Échéance mise en place processus .....	23
4. RÉSUMÉ.....	24

## Index tableaux

<b>Tableau 1</b>	<b>Détail des interruptions non planifiées en fonction des causes.....</b>	<b>5</b>
<b>Tableau 2</b>	<b>Détail des interruptions non planifiées en fonction des causes.....</b>	<b>9</b>
<b>Tableau 3</b>	<b>Détail des délais d'études, offres et raccordement pour l'électricité.....</b>	<b>11</b>
<b>Tableau 4</b>	<b>Business requirements metering – PI categories .....</b>	<b>13</b>
<b>Tableau 5</b>	<b>Business requirements metering – PI categories .....</b>	<b>22</b>

## 1. OBJET

Dans le cadre de la concertation / consultation publique relative au projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, le gestionnaire de distribution RESA a fait part de son inquiétude quant à l'obligation de collaborer avec les autres gestionnaires de réseau de distribution pour définir un plan d'action visant à leur permettre de collecter et rapporter à la CWaPE de manière homogène, transparente et fiable, les données requises pour les indicateurs de qualité<sup>1</sup>.

Dans le même ordre d'idée, ORES : « estime qu'il appartient au régulateur de veiller à son caractère homogène, transparent et fiable et de prévoir les processus ad hoc dans des lignes directrices soumises à la concertation avec les GRD. Ce sont en effet des lignes directrices qui doivent définir les données à prendre en compte dans les indicateurs ainsi que les formules à appliquer ».

Le présent document a pour objectif de regrouper dans un document unique les différents indicateurs de qualité à rapporter dans la période régulatoire 2025-2029, leurs définitions et leur plan de mise en œuvre. Pour rappel, la CWaPE a défini de manière très claire et très précise les données requises pour les indicateurs retenus au travers des lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020. Il suffit donc pour chaque gestionnaire de réseau de distribution d'extraire de ses propres systèmes et applications les données telles que définies.

En effet, la CWaPE n'a pas la connaissance des systèmes et processus internes de chaque gestionnaire de réseau de distribution. La CWaPE ne peut donc en aucun cas être responsable de la collecte et le rapportage de données homogènes, transparents et fiables par le gestionnaire de réseau de distribution. Il est clairement de la responsabilité des gestionnaires de réseau de distribution de respecter strictement les règles et les calcul définis au travers des lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 rappelées dans ce document et sur lesquelles les gestionnaires de réseau de distribution ont eu l'occasion de se prononcer à deux reprises<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Le GRD s'inquiète de l'obligation imposant une collaboration des GRD afin de définir un plan d'action visant à leur permettre de collecter et rapporter à la CWaPE de manière homogène, transparente et fiable, les données requises pour les indicateurs de qualité visés aux points 4° à 9° de l'article 32. Le GRD souligne la difficulté de s'accorder entre GRD en l'absence d'un « arbitre » et fait référence à la complexité des travaux au sein du GT « harmonisation des tarifs non périodiques », surtout vu les délais imposés. Tous les GRD n'ont pas les mêmes intérêts

<sup>2</sup> Rapport de consultation relatif aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne (lignes directrices CD-19i10-CWaPE-0025) référencées CD-20i03-CWaPE-077 du 3 septembre 2020 ; Rapport de consultation publique sur le projet de lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025 du 3 septembre 2020.

## 2. DÉFINITION DES INDICATEURS DE QUALITÉ

### 2.1. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD »

#### a. Définition :

L'indisponibilité représente le temps annuel moyen d'interruption d'un utilisateur du réseau de distribution. C'est donc la somme estimée des temps d'interruption de tous les utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs<sup>3</sup>.

#### b. Règle de calcul :

$$\text{Indisponibilité} = \frac{\sum_j s_j \times (t_j \times 0,85)}{S_s}$$

Avec :  $s_j$  = nombre de cabines alimentant le  $j^{\text{me}}$  groupe d'utilisateurs interrompus  
 $t_j$  = la durée de rétablissement pour le  $j^{\text{me}}$  groupe d'utilisateurs interrompus  
 $S_s$  = le nombre total de cabines MT/BT au 1/01/

#### c. Source/périmètre :

Les indices de durée moyenne d'interruption du système (SAIDI) retenus dans le cadre des indicateurs de performance proviendront du rapport qualité, à savoir les indicateurs rapportés pour les indisponibilités « totale URD (hors 7.b et 8) » et « propre GRD » :

TABLEAU 1 DÉTAIL DES INTERRUPTIONS NON PLANIFIÉES EN FONCTION DES CAUSES<sup>4</sup>

	Nombre d'interruptions	Participation à l'indisponibilité (hh:mm:ss)	Participation à la fréquence d'interruption
1 : défaut de câble MT non causé par des tiers			
2 : défaut de câble MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
3 : défaut de ligne MT, purement électrique (hors conditions météo, tiers et cas de force majeure)			
4a : défaut de ligne MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
4b : défaut de ligne MT dû aux conditions météo ; les conditions météo étant clairement identifiées à l'origine du défaut (hors circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique)			
5 : défaut en cabine MT GRD non causé par des tiers			
6 : défaut en cabine MT utilisateur ou causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
7. a : divers GRD comptabilisé (indéterminé)			

<sup>3</sup> Synergrid – Indices de qualité – Disponibilité de l'accès au réseau de distribution – C10/14 – 01.2004, pg. 2

<sup>4</sup> Projet mars 2020 de lignes directrices relatives à la présentation standard des rapports annuels des GRD électricité sur la qualité de leurs prestations

7. b : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA / autre GRD)			
8. circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique			
Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a)*		SAIDI PROPRE	SAIFI PROPRE
Indisponibilité liée à un facteur externe (2+4a+4b+6+7b+8) **			
<b>TOTAL (hors catégorie 8)</b>			
<b>TOTAL général</b>			

## 2.2. Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau telles que reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE

### a. Définition

La CWaPE souhaite monitorer dans un premier temps le nombre de plaintes par année civile pour problèmes d'index de consommation.

### b. Règle de calcul

#### *Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index*

Les plaintes recevables pour les problèmes d'index intègrent les dossiers relatifs au photovoltaïque, les contestations d'index et les données de consommation d'une manière générale.

Ces plaintes sont répertoriées et classifiées par le SRME pour d'une part, cibler le plus précisément possible les situations problématiques observées sur le marché wallon de l'énergie et, d'autre part, répertorier les plaintes d'une manière compatible avec la classification qui a été adoptée au niveau de l'ERGEG (European Regulators Group for Electricity & Gas).

### c. Source / Périmètre

L'indicateur couvrira le nombre de plaintes recevables par année civile pour problèmes d'index de consommation gérées par le Service régional de médiation pour l'énergie, dont les statistiques sont présentées annuellement dans son rapport annuel spécifique.

A moyen terme, la CWaPE souhaite également intégrer les plaintes en matière d'index provenant du Service fédéral de médiation pour l'énergie.

## 2.3. Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index, reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Énergie de la CWaPE

### a. Définition

L'indicateur de plaintes est défini en fonction du nombre de plaintes recevables reçues par le Service régional de médiation pour l'énergie (SRME)<sup>5</sup>, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index reprises dans les indicateurs relatifs aux données de comptage (3.3.3.2 ci-dessus). La recevabilité d'une plainte est conditionnée par plusieurs exigences. Conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie, pour juger de la recevabilité d'une plainte, le SRME exige du demandeur une copie de la réclamation écrite qu'il a préalablement adressée au fournisseur et/ou gestionnaire de réseau ainsi qu'un formulaire de plainte dûment complété. En effet, le client doit d'abord adresser lui-même une réclamation à l'acteur de marché. S'il n'est pas satisfait de la réponse de celui-ci ou s'il n'a pas reçu de réponse, il peut déposer une plainte auprès du Service fédéral de l'ombudsman ou du SRME. Ce n'est qu'alors qu'il s'agit d'une plainte recevable.

Parmi les plaintes recevables, une distinction est également faite entre les plaintes dont le caractère est fondé, partiellement fondé ou non-fondé.

### b. Règle de calcul

Les performances des gestionnaires de réseau de distribution seront déterminées sur base du nombre de plaintes réelles (à l'exclusion des plaintes pour index) de l'année concernée du gestionnaire de réseau de distribution par fluide.

*Plaintes par GRD = nombre de plaintes recevables réelles de l'année concernée*

Avec : Nombre de plaintes recevables par fluide et par GRD pour l'année + Nombre de plaintes recevables communes aux 2 fluides/non attribuées spécifiquement à un fluide et par GRD pour l'année (à l'exclusion des plaintes recevables pour problème d'index).

### c. Source / Périmètre

La CWaPE est d'avis que les plaintes reçues ne doivent pas nécessairement être fondées pour être prises en compte dans le critère de qualité de service à la clientèle du gestionnaire de réseau de distribution. Bien qu'une réclamation non fondée ne mette pas en lumière une erreur de la part du gestionnaire de réseau de distribution, cela indique néanmoins qu'il n'a pas tout à fait été en mesure de traiter la plainte en première ligne en expliquant au client pourquoi la réclamation était injustifiée.

La CWaPE souhaite par conséquent suivre nombre de plaintes réelles de l'année civile concernée (01/01-31/12) du gestionnaire de réseau de distribution.

---

<sup>5</sup> À terme, les statistiques du médiateur fédéral pourraient également être prises en compte dans l'indicateur.

## 2.4. La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD »

### a. Définition :

La fréquence des interruptions est le nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution, ce qui correspond à la somme de toutes les interruptions des utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs<sup>6</sup>.

### b. Règle de calcul :

$$\text{Fréquence des interruptions} = \frac{\sum_j sj}{S_s}$$

Avec : sj = nombre de cabines alimentant le j<sup>me</sup> groupe d'utilisateurs interrompus  
S<sub>s</sub> = le nombre total de cabines MT/BT au 1/01/

### c. Source/périmètre :

Les indices de fréquence moyenne d'interruption du système (SAIFI) retenus seront rapportés tels quels dans le cadre du rapport qualité (cf. tableau 1 ci-dessus pour les fréquences d'interruptions « totale URD (hors 7.b et 8) » et « propre GRD »).

## 2.5. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8

### a. Définition :

L'indisponibilité représente le temps annuel moyen d'interruption d'un utilisateur du réseau de distribution. C'est donc la somme estimée des temps d'interruption de tous les utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs<sup>7</sup>.

### b. Règle de calcul :

$$\text{Indisponibilité} = \frac{\sum_j sj \times (t_j \times 0,85)}{S_s}$$

Avec : sj = nombre de cabines alimentant le j<sup>me</sup> groupe d'utilisateurs interrompus  
t<sub>j</sub> = la durée de rétablissement pour le j<sup>me</sup> groupe d'utilisateurs interrompus  
S<sub>s</sub> = le nombre total de cabines MT/BT au 1/01/

---

<sup>6</sup> Ibidem

<sup>7</sup> Synergrid – Indices de qualité – Disponibilité de l'accès au réseau de distribution – C10/14 – 01.2004, pg. 2



c. Source/périmètre :

Les indices de durée moyenne d'interruption du système (SAIDI) retenus dans le cadre des indicateurs de performance proviendront du rapport qualité, à savoir les indicateurs rapportés pour les indisponibilités « totale URD (hors 7.b et 8) » et « propre GRD » :

TABLEAU 2 DÉTAIL DES INTERRUPTIONS NON PLANIFIÉES EN FONCTION DES CAUSES<sup>8</sup>

	Nombre d'interruptions	Participation à l'indisponibilité (hh:mm:ss)	Participation à la fréquence d'interruption
1 : défaut de câble MT non causé par des tiers			
2 : défaut de câble MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
3 : défaut de ligne MT, purement électrique (hors conditions météo, tiers et cas de force majeure)			
4a : défaut de ligne MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
4b : défaut de ligne MT dû aux conditions météo ; les conditions météo étant clairement identifiées à l'origine du défaut (hors circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique)			
5 : défaut en cabine MT GRD non causé par des tiers			
6 : défaut en cabine MT utilisateur ou causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
7. a : divers GRD comptabilisé (indéterminé)			
7. b : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA / autre GRD)			
8. circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique			
Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a)*			
Indisponibilité liée à un facteur externe (2+4a+4b+6+7b+8)**			
<b>TOTAL (hors catégorie 8)</b>		<b>SAIDI Total (hors 7.b &amp; 8)</b>	<b>SAIDI Total (hors 7.b &amp; 8)</b>
<b>TOTAL général</b>			

Totale URD : TOTAL (hors catégorie 8) duquel il faut déduire 7. b : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA / autre GRD)

<sup>8</sup> Projet mars 2020 de lignes directrices relatives à la présentation standard des rapports annuels des GRD électricité sur la qualité de leurs prestations

## 2.6. La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8

### a. Définition :

La fréquence des interruptions est le nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution, ce qui correspond à la somme de toutes les interruptions des utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs<sup>9</sup>.

### b. Règle de calcul :

$$\text{Fréquence des interruptions} = \frac{\sum_j s_j}{S_s}$$

Avec :  $s_j$  = nombre de cabines alimentant le  $j^{\text{me}}$  groupe d'utilisateurs interrompus  
 $S_s$  = le nombre total de cabines MT/BT au 1/01/

### c. Source/périmètre :

Les indices de fréquence moyenne d'interruption du système (SAIFI) retenus seront rapportés tels quels dans le cadre du rapport qualité (cf. tableau 1 ci-dessus pour les fréquences d'interruptions « totale URD (hors 7.b et 8) » et « propre GRD »).

## 2.7. Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)

### 2.7.1. Pour les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquels le processus de monitoring des délais est totalement maîtrisé

#### a. Définition

Le nombre de demandes d'un client final (qu'il s'agisse d'une étude d'orientation, d'une étude de détail, d'une offre ou d'un raccordement) non honorées dans les délais à cause du gestionnaire de réseau de distribution par rapport au nombre total de demandes introduites auprès dudit gestionnaire de réseau de distribution pour l'année civile.

#### b. Règle de calcul

Pour chaque catégorie (étude d'orientation, étude de détail, offre et raccordement), le pourcentage de dossiers hors délai par gestionnaire de réseau de distribution, par fluide, par niveau de tension (uniquement pour l'électricité) et en fonction de l'injection ou du prélèvement (uniquement pour l'électricité) correspond à :

---

<sup>9</sup> Ibidem

TABLEAU 3 DÉTAIL DES DÉLAIS D'ÉTUDES, OFFRES ET RACCORDEMENT POUR L'ÉLECTRICITÉ

Nombre de dossiers (01/01 – 31/12)	HT		BT	
	Prélèvement	Injection	Prélèvement	Injection
Études orientation	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales
Études détaillées	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales
Offres	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales
Raccordements	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales

c. Source / périmètre

Les indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études proviennent du rapport qualité et concernent l'ensemble des dossiers finalisés durant l'année civile.

Ils seront rapportés par niveau de tension (HT/BT) et en fonction du prélèvement ou de l'injection pour l'électricité.

**2.7.2. Pour les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquels le processus de monitoring des délais n'est pas ou pas totalement maîtrisé**

Par définition, les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquels le processus de monitoring des délais n'est pas ou pas totalement maîtrisé n'ont pas la possibilité de rapporter entièrement le nombre de demandes dont les délais n'ont pas été respectés suite à un manquement de leur part.

Par conséquent, pour ces gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE suivra les mêmes indicateurs qu'indiqués précédemment (point 3.3.2.1) mais sur base d'un échantillon tel que défini et contrôlé par la CWaPE lors de l'analyse des rapports qualité.

## 2.8. Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge

La CWaPE souhaite inciter à réduire le taux de rectification des index/courbes de charge transmis. Sur base du modèle EDIEL et du MIG4.1<sup>10</sup>, les gestionnaires de réseaux de distribution fourniront à la CWaPE le taux de rectification des index/courbes de charge pour chaque type de compteur, par fournisseur et par fluide (électricité/gaz).

### a. Définition :

Le taux de rectification des index/courbes de charge pour chaque type de compteur, par fournisseur et par fluide (électricité/gaz).

### b. Règle de calcul :

$$\frac{\text{Nombre de demandes de rectifications acceptées}}{\text{Nombre de relevés par registre compteur transmis au fournisseur}}$$

Avec :

- Nombre de demandes de rectifications acceptées = Toutes les demandes de rectifications sont concernées que ce soit une « Meter Reading On Demand » ou une « Meter Reading Order » qui satisfait aux conditions EDIEL [voir ci-dessous]. Les compteurs AMR sont inclus dans l'indicateur. La CWaPE précise donc qu'il s'agit des rectifications des index (pour les courbes de charge calculées) et des courbes de charge (pour les courbes de charge mesurées).
- Nombre de relevés par registre compteur transmis au fournisseur = il s'agit effectivement d'un indicateur par fournisseur et par registre compteur (le ratio par fournisseur permettra de mettre en avant le(s) fournisseur(s) avec le taux de rectification le plus élevé et donc notamment de mieux évaluer quels acteurs sont à l'origine d'une demande de rectification (demandes initiées par le marché)). Le GRD fournira néanmoins les chiffres relatifs aux nominateurs et dénominateurs de ce ratio par fournisseur, afin que la CWaPE puisse le cas échéant recalculer un ratio global par GRD.

Le traitement d'une demande de rectification peut mener à une « Meter Reading On Demand » (MROD) ou à une « Meter Reading Order » (MRO). Cela se passe sur base des principes suivants :

- Rectification de consommations validées, basées sur des valeurs d'index reçues d'un Utilisateur du réseau de distribution ou d'un Fournisseur => MROD ;
- Rectification de consommations validées, basées sur des valeurs d'index lues par le Gestionnaire de données de comptage ou estimés => MRO.<sup>11</sup>

Ces 2 demandes de rectification seront prises en compte dans la définition de l'indicateur de performance.

Une demande de rectification sera considérée comme acceptée si elle satisfait :

<sup>10</sup> Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique, UMIG Partie II D Phase de structuration : Plans par étapes & aperçu des messages – 01. Données de comptage électricité – Version 4.1 du 20/12/2011 / Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019

<sup>11</sup> Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019

- Aux exigences minimales prescrites dans le modèle EDIEL<sup>12</sup> (point 1.3.5 – Test – p. 23) ;
- Si après analyse du Gestionnaire de données de comptage, il apparait que les données de comptage doivent être corrigées ;
- Si elles sont en accord avec les contraintes de temps spécifiées dans le modèle EDIEL<sup>13</sup> (point 1.2.4 – Contraintes de temps – p.5)

Lors d'une demande de rectification relative à des données de compteurs validées, on réalise une « Meter Reading On Demand » (MROD) ou une « Meter Reading Order » (MRO) sur base des principes repris dans le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique (UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 4. Validation des Mesures – Version 4.1.06 – 20/12/2011)<sup>14</sup>. Les rectifications retenues concernent les mesures annuelles des compteurs, les mesures mensuelles des compteurs et les valeurs par quart d'heure pour l'électricité et le gaz séparément.

Par principe de prudence, la CWaPE s'est actuellement basée sur les informations disponibles dans le MIG4.1. Il est évident qu'à la mise en production du MIG6, ces indicateurs devront être revus à la lumière des nouvelles informations disponibles pour les gestionnaires de réseau de distribution. Ce point devra donc faire l'objet d'une analyse approfondie lors du dé-commissionnement du MIG4.1.

Les indicateurs qui seront retenus dans le MIG6 sont définis dans les business requirements relatifs au Metering<sup>15</sup> :

TABLEAU 4 BUSINESS REQUIREMENTS METERING – PI CATEGORIES

CATEGORIE	DOEL / BUT	SUBCATEGORIE / SOUS-CATEGORIE	MIDDEL / MOYEN
Juistheid Meetgegevens <i>Exactitude des données de comptage</i>	Rechtzettingen van facturaties verminderen <i>Diminuer rectifications des facturations</i>	Schattingen <i>Estimations</i>	Aantal schattingen verminderen <i>Diminuer le nombre d'estimations</i>
		Rectificaties <i>Rectifications</i>	Aantal rectificaties van Billing Relevante Volumes verminderen <i>Diminuer le nombre de rectifications</i>
		Prepayment	Aantal updates kredietaanpassingen verminderen <i>Diminuer le nombre d'updates d'adaptations de crédit</i>
Proces Specifiek <i>Spécificités du Processus</i>	Onnodige kosten verminderen <i>Diminuer coûts inutiles</i>	Ad Hoc	Onnodige facturaties verminderen <i>Diminuer le nombre de facturations inutiles</i>
		MROD	Last-minute planningswijzigingen verminderen <i>Diminuer last-minute changements de la planification</i>
Tijdigheid en Volledigheid <i>Respect des délais et exhaustivité</i>	Maximalisatie van het aantal tijdig verstuurd meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés envoyés dans les délais</i>	Volledigheid Meetstand bepaald <i>Exhaustivité Relevé déterminé</i>	Maximaliseren van het aantal opgenomen meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés</i>
		Tijdigheid Meetstand verstuurd <i>Respect des Délais d'envoi des relevés</i>	Maximaliseren van het aantal verwerkte meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés traités</i>
		Doorlooptijd <i>Délai de mise en oeuvre</i>	Minimaliseren van het aantal meetstanden met te lange doorlooptijd <i>Minimaliser le nombre de relevés avec délais de mise en oeuvre trop longue</i>

### c. Source / périmètre :

Les données relatives à cet indicateur de performance ne sont actuellement pas rapportées à la CWaPE. Les gestionnaires de réseau devront développer un rapport relatif au taux de rectification sur base des systèmes existants afin de répondre à cette demande.

La CWaPE précise également qu'il s'agit des demandes de rectification par année civile. Si une demande de rectification acceptée implique de modifier des données portant sur plusieurs années, cette demande devra être rapportée comme une seule demande de rectification.

<sup>12</sup> Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019

<sup>13</sup> Ibidem

<sup>14</sup> Voir rapport de consultation pour plus de détail

<sup>15</sup> UMIG - BR - ME - 02 - Marktrapportering - Evaluation Pis v6.5.1.7.xls

Enfin, la CWaPE précise que si des retards devaient à nouveau être constatés dans la mise en œuvre du MIG6, elle imposera aux gestionnaires de réseau de distribution le développement de certains rapports relatifs aux données de comptage similaires à ceux prévus dans le MIG6.

## 2.9. Le taux de perte

### a. Définition :

Le taux de perte des gestionnaires de réseau de distribution est le volume des pertes réseau issues de l'allocation (N-3) et du rest term issu de la réconciliation (volumes entièrement réconciliés de N-3 en N) par rapport au volume N-3 d'infeed total du gestionnaire de réseau de distribution.

### b. Règle de calcul :

$$\text{Taux de perte} = \frac{\text{Pertes réseau issues de l'allocation} + (\text{ou } -) \text{ rest term issu de la réconciliation}}{\text{volume d'infeed total}}$$

Avec :

- Pertes réseau issues de l'allocation = volume de pertes tel que calculé dans l'allocation du GRD pour l'année N-3 ;
- Rest term issu de la réconciliation (+/-) = volume du rest term du GRD issu du run Z de la réconciliation pour l'année N-3 ;
- Volume d'infeed total = volume total d'infeed du gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N-3, à savoir la somme des volumes de l'année N-3 suivants :
  - o +/- Injection Grands postes Elia/RTE ;
  - o +/- Transit net avec les autres gestionnaires de réseau de distribution (Entrées - Sorties) ;
  - o + Injection des productions locales.

### c. Source / périmètre :

Dans le cadre de l'analyse des indicateurs de performance, la CWaPE souhaite monitorer les données relatives au taux de perte global par gestionnaire de réseau de distribution tous niveaux de tension confondus dans un rapport à développer.

### **3. PLAN D'ACTION ET DE MISE EN OEUVRE**

#### **3.1. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD »**

Mis en œuvre 01/01 – données issues du rapport qualité.

#### **3.2. Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau telles que reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE**

Mis en œuvre 01/01 – données issues des statistiques du SRME.

#### **3.3. Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index, reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Energie de la CWaPE**

Mis en œuvre 01/01 – données issues des statistiques du SRME.

#### **3.4. La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD »**

##### **3.4.1. Plans d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échancier (décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021)**

Pour rappel, le plan d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échancier (décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021) prévoient que :

1. Concernant le remplissage de l'annexe 1 du rapport qualité et donc des tableaux repris aux § 1.1.1 et 1.1.2 du RQ, la CWaPE rappelle la prescription SYNERGRID C10/14 existante et demande aux GRD d'adapter leurs processus afin, d'une part, d'appliquer strictement les modalités définies dans cette prescription et, d'autre part, de garantir la fiabilité et l'exhaustivité des données renseignées dans le rapport qualité.

Afin d'éviter toute confusion lors du remplissage de la rubrique « divers » de l'annexe 1 du RQ, la CWaPE propose de décomposer celle-ci en deux parties :

- Divers comptabilisé (dans le calcul de l'indisponibilité propre du GRD) : l'origine de l'indisponibilité est liée au réseau du GRD mais la cause est indéterminée ;
- Divers non comptabilisé : l'indisponibilité est causée suite à un problème sur le réseau d'un autre gestionnaire de réseau.

La CWaPE rappelle enfin que les données utilisées pour le calcul de l'indisponibilité (nombre de cabines, km de lignes / câbles, ...) doivent être actualisées une fois par an et correspondre à celles renseignées dans le plan d'adaptation des GRD.

2. Concernant le calcul de l'indisponibilité causée suite aux interruptions MT planifiées, la CWaPE rappelle, ci-après, la manière de procéder :

- à partir du moment où un, voire plusieurs, URD subissent une coupure supérieure à 3 minutes suite à une interruption MT planifiée, l'interruption en question doit être prise en compte dans le calcul de l'indisponibilité, et ce même si les URD impactés par cette interruption avaient marqué leur accord (ex. : entreprise à l'arrêt pour entretien) ou étaient absents lors de cette coupure.

3. Concernant l'heure et donc le délai d'arrivée sur site des agents suite à une interruption MT, plusieurs GRD ont attiré notre attention sur le fait que la prise en charge d'une interruption MT était, la plupart du temps, immédiate car certaines cabines (et donc certains URD) étaient réalimentées automatiquement, et ce en dépit d'un délai très court.

La CWaPE est d'accord sur ce principe mais demande néanmoins aux GRD de monitorer, le cas échéant, le délai entre l'heure de début d'interruption et l'heure d'arrivée de l'agent sur le site de la dernière cabine (ou du dernier élément du réseau) à rétablir « manuellement ».

Concernant l'heure de fin d'interruption, la CWaPE demande aux GRD qui ne le font pas actuellement, de monitorer au minimum l'heure de fin d'**interruption** qui correspond au moment où tous les clients ont été réalimentés (ex. : réalimentation de la dernière cabine coupée) et qui peut être différente de l'heure de fin de prestation sur site des agents.

4. Concernant l'absence de définition pour les « mauvaises conditions atmosphériques » et compte tenu des nombreuses possibilités d'interprétation entre « conditions normales » et « mauvaises conditions », la CWaPE suggère d'adapter le tableau reprenant les causes des interruptions (voir pt.1.1.2.2 du document « proposition d'adaptation des lignes directrices sur la présentation standard des rapports annuels des GRD ELECTRICITE sur la qualité de leurs prestations).

Les GRD devraient alors justifier à la CWaPE, en annexe du rapport qualité, toutes les interruptions dues à des éléments externes au réseau du GRD et sur lesquels le GRD n'a pas entièrement pris. La CWaPE se réserverait le droit de vérifier les justifications avancées par les GRD (ex : source...).

Au-delà du rapport qualité, la CWaPE rappelle par ailleurs que, conformément à l'article 136, §3, le gestionnaire du réseau de distribution se doit de publier sur son site internet la liste, la durée approximative et les causes succinctes relatives au réseau des interruptions non planifiées en haute tension.

En basse tension, il peut se limiter aux interruptions non planifiées de plus d'un quart d'heure. Ces informations dûment **tenues à jour avec un délai inférieur à cinq jours** sont maintenues sur le site pendant au moins un an.

### 3.4.2. Échéance adaptation/mise en place processus

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW	Echéance adaptation Mise en place processus	Collecte des données à pd
1	Application de la prescription C10/14					31/12/2020	1/1/2021
2	Validation de la proposition et intégration					31/12/2020	1/1/2021
3	Monitoring des heures	Monitoring		Utilisation dans le RQ,	Monitoring des heures	31/12/2020	1/1/2021



	d'arrivée sur site et de fin d'interruption	des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption		des heures d'arrivée sur site et de fin d'interruption	d'arrivée sur site et de fin d'interruption		
4	Validation de la proposition et intégration					A l'analyse*	A l'analyse*

Concernant l'absence de définition pour les « mauvaises conditions atmosphériques », la CWaPE a pris contact en juin 2020 avec l'institut royal météorologique (IRM) pour, d'une part, obtenir des relevés météo plus localisés et, d'autre part, définir des critères pour la détermination des conditions météo exceptionnelles. Après quelques échanges encourageants, l'IRM nous a proposé quelques pistes sur lesquelles nous avons encore beaucoup de remarques/questions. Depuis le début de l'année 2021, nous tentons d'obtenir des réponses à nos remarques/questions, sans succès à ce jour.

\*Lors du suivi du plan d'actions à mener par les GRD suite aux conclusions de l'audit du rapport qualité électricité (rapport CD-23b23-CWaPE-0112), la CWaPE a noté que les gestionnaires de réseau de distribution (à l'exception du REW qui n'a pas donné suite à la demande de la CWaPE) complètent le tableau des causes et l'annexe 5b conformément aux dernières lignes directrices mais ne disposent pas d'une source fiable pour identifier les interruptions dues aux conditions météo exceptionnelles.

### **3.5. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8**

Voir 3.4 ci-dessus : Plans d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier – Décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021.

### **3.6. La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8**

Voir 3.4 ci-dessus : Plans d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier – Décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021.

### **3.7. Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)**

#### **3.7.1. Plans d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021)**

Pour rappel, le plan d'actions à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision CD-21b11-CWaPE-0482 du 16 février 2021) prévoient que :

1. La CWaPE souhaite, dans un premier temps du moins et sur base de la législation en vigueur, faire le point sur la manière de calculer les différents délais pour le remplissage du tableau repris dans le RQ.
  - Études :

- . d'orientation (art.71 RTDE) : délai entre le paiement de l'étude par le demandeur et l'envoi des conclusions au demandeur ;
- . de détail (art.82 §1<sup>er</sup> RTDE) : délai entre la réception de la demande complète/du paiement de l'étude (date la plus tardive) et l'envoi d'une proposition technique et financière (PTF) au demandeur.

Les cas prévus aux §2 et 3 de l'article 82 ne doivent pas être repris dans le tableau.

- Offres de raccordement BT :

- . ≤ 10 kVA sans étude (art.94 §2 RTDE) : délai entre la date de demande complète et l'envoi de l'offre ;
- . > 10 kVA (art.94 §2 RTDE) : délai entre la date de demande complète et l'envoi de l'offre ;
- . > 56 kVA (art.94 §3 RTDE) : le GRD peut imposer, en fonction de la configuration de son réseau, la même procédure d'étude d'orientation et/ou de détail que celle prévue dans la procédure de raccordement en HT ;
- . temporaire (art.96 §3 RTDE) : délai entre la date de demande complète et la réponse au demandeur.

- Raccordements :

- . BT réalisation (art.95 §4 RTDE) :  
délai entre la date de paiement du devis et la réalisation du raccordement, déduction faite du délai nécessaire pour l'obtention des permis et autres autorisations ;
- . BT mise sous tension (art.97 §1<sup>er</sup> RTDE) :  
délai entre la réalisation du raccordement (+move-in) et la mise sous tension.

À noter qu'en pratique, la mise sous tension a lieu, dans la toute grande majorité des cas, directement après la réalisation du raccordement ;

- . MT contrat raccordement (art.83 §1<sup>er</sup> RTDE) :  
délai entre la date d'accord sur la proposition technique et financière, et l'envoi du contrat au demandeur ;
- . Remise en service /réouverture :  
absence de référence réglementaire clairement identifiée.

Par convention, il s'agit du délai entre le « move-in » sur un point d'accès existant et la « remise » en service par le GRD (3 JO).

2. Tenant compte des constats 1 à 3 et du fait que des GRD ont souhaité « remettre à plat » le tableau du RQ, la CWaPE reste ouverte à toute proposition concertée des GRD.

La CWaPE est d'avis cependant qu'il serait intéressant, à l'avenir, de faire la distinction entre les demandes de raccordement relatives au prélèvement et celles relatives à l'injection.

Une **piste** envisagée par la CWaPE pourrait être, à **législation inchangée**, de :

- conserver un tableau simplifié dans le RQ (nombre total d'études, d'offres, de raccordements avec le nombre de dossiers dans les délais ainsi que le nombre de dossiers avec dépassement des délais pour cause « GRD »...);
- renseigner la liste des études, des offres et des raccordements clôturés lors de l'année n-1, en annexe du rapport qualité.

Les données consolidées communiquées dans le tableau devraient être basées sur un processus de collecte reconnu fiable par la CWaPE sur base d'un audit.

La CWaPE se réserverait le droit de procéder à des contrôles ultérieurs, afin d'établir le maintien d'un niveau de fiabilité suffisant.

Concernant les GRD pour lesquels cette fiabilité n'aurait pas été établie, la CWaPE réaliserait alors un contrôle du respect des délais légaux sur base d'un échantillon des études, offres et raccordements renseignés en annexe du rapport qualité et dont les modalités sont encore à déterminer.

Pour ce faire, les GRD devraient, à tout le moins, enregistrer les dates suivantes dans leur système :

- Date de réception de la demande par le GRD.  
Il ne s'agit donc pas de la date de saisie des données dans le système du GRD ;
- Date de planification de la visite ;
- Date de visite technique ;
- Date de visite technique reportée suite à la demande de l'URD ;
- Date de demande complète ;
- Date d'envoi de l'offre (ou PTF) ;
- Date de paiement du devis/Date de l'accord écrit du demandeur ;  
(Date d'envoi du contrat MT) ;
- Date de demande des autorisations /permis ;
- Date de réception de la dernière autorisation/du dernier permis ;
- Date de réalisation du raccordement prévue par le GRD ;
- Date du raccordement reportée suite à la demande de l'URD ;
- Date de mise en service.

Dans le cas où un GRD serait dans l'incapacité d'enregistrer les dates mentionnées ci-avant, il ne pourrait pas systématiquement identifier les étapes du processus sur lesquelles il n'a pas de prise.

La CWaPE n'aurait dès lors d'autre choix que de se baser sur les dates à sa disposition pour contrôler le respect des délais légaux, ce qui pourrait conduire à un résultat moins favorable pour le GRD.

Exemple pour un raccordement BT  $\leq$  10 KVA (30 JC)

#### Cas 1

1. Paiement du devis : 1/3/2020 (date prise en compte dans le calcul : 2/3/2020\*)
2. Date de demande des autorisations/permis : 11/3/2020
3. Date réception de la dernière autorisation/du dernier permis : 25/3/2020 (date prise en

compte dans le calcul : 26/3/2020\*)

4. Date de réalisation du raccordement prévue par le GRD : 10/4/2020
5. Date du raccordement reportée suite à la demande de l'URD : 15/5/2020

Délai pour le raccordement = (2)-(1) + (4)-(3) = 9+15 = 24 JC → **délai respecté**

#### Cas 2 :

1. Paiement du devis : 1/3/2020 (date prise en compte dans le calcul : 2/3/2020\*)
2. Date de demande des autorisations/permis : inconnue
3. Date réception de la dernière autorisation/du dernier permis : 25/3/2020 (date prise en compte dans la 2<sup>ème</sup> partie du calcul : 26/3/2020\*)
4. Date de réalisation du raccordement prévue par le GRD : 10/4/2020
5. Date du raccordement reportée suite à la demande de l'URD : 15/5/2020

\*conformément aux modalités prévues dans les lignes directrices relatives aux indemnisations.

Délai pour le raccordement = (3)-(1) + (4)-(3) = 23+15 = 38 JC → **délai non respecté**

À noter que, dans le cadre d'une demande de raccordement mixte (gaz et électricité) et compte tenu des différents délais légaux en gaz et en électricité, les GRD devraient au minimum attirer l'attention (dans l'offre de prix par exemple) et/ou demander l'accord du demandeur sur le fait que les délais légaux à respecter pour un fluide en particulier pourraient ne pas être respectés du fait d'une demande de raccordement mixte.

Les demandes de raccordement mixte seraient clairement identifiées dans le tableau en annexe du rapport qualité.

Enfin, la CWaPE demande à l'AIEG et l'AIESH de mettre en place un système fiable pour le monitoring des différents délais, et ce conformément à la procédure qui sera décidée en concertation avec les GRD.

### 3.7.2. Échéance adaptation/mise en place processus

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW	Echéance adaptation Mise en place processus	Collecte des données àpd
1						NAP	NAP
2	Validation de la proposition et intégration					31/12/2021	01/01/2022
3	Mise en place d'un processus de monitoring	Mise en place d'un processus de monitoring				31/12/2021	01/01/2022

## 3.8. Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge

### 3.8.1. Plans d'actions à mener / données à récolter

$$\frac{\text{Nombre de demandes de rectifications acceptées}}{\text{Nombre de relevés par registre compteur transmis au fournisseur}}$$

Avec :

- Nombre de demandes de rectifications acceptées = Toutes les demandes de rectifications sont concernées que ce soit une « Meter Reading On Demand » ou une « Meter Reading Order » qui satisfait aux conditions EDIEL [voir ci-dessous]. Les compteurs AMR sont inclus dans l'indicateur. La CWaPE précise donc qu'il s'agit des rectifications des index (pour les courbes de charge calculées) et des courbes de charge (pour les courbes de charge mesurées).
- Nombre de relevés par registre compteur transmis au fournisseur = il s'agit effectivement d'un indicateur par fournisseur et par registre compteur (le ratio par fournisseur permettra de mettre en avant le(s) fournisseur(s) avec le taux de rectification le plus élevé et donc notamment de mieux évaluer quels acteurs sont à l'origine d'une demande de rectification (demandes initiées par le marché)). Le GRD fournira néanmoins les chiffres relatifs aux numérateurs et dénominateurs de ce ratio par fournisseur, afin que la CWaPE puisse le cas échéant recalculer un ratio global par GRD.

Le traitement d'une demande de rectification peut mener à une « Meter Reading On Demand » (MROD) ou à une « Meter Reading Order » (MRO). Cela se passe sur base des principes suivants :

- Rectification de consommations validées, basées sur des valeurs d'index reçues d'un Utilisateur du réseau de distribution ou d'un Fournisseur => MROD ;
- Rectification de consommations validées, basées sur des valeurs d'index lues par le Gestionnaire de données de comptage ou estimés => MRO.<sup>16</sup>

Ces 2 demandes de rectification seront prises en compte dans la définition de l'indicateur de performance.

Une demande de rectification sera considérée comme acceptée si elle satisfait :

- Aux exigences minimales prescrites dans le modèle EDIEL<sup>17</sup> (point 1.3.5 – Test – p. 23) ;
- Si après analyse du Gestionnaire de données de comptage, il apparaît que les données de comptage doivent être corrigées ;
- Si elles sont en accord avec les contraintes de temps spécifiées dans le modèle EDIEL<sup>18</sup> (point 1.2.4 – Contraintes de temps – p.5)

#### **Solution alternative :**

Par la suite, avec le MIG6, les gestionnaires de réseau de distribution devraient disposer de rapports préétablis relatifs au suivi des index relevés/courbes de charges. La CWaPE pourrait évoluer vers ces rapports au titre d'indicateur de qualité si les gestionnaires de réseau de distribution amènent la preuve que ces rapports permettent un suivi correct du taux de rectification des index/courbes de charge transmis et pour autant qu'ils soient disponibles à partir de 2023 (données 2022).

<sup>16</sup> Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019

<sup>17</sup> Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019

<sup>18</sup> Ibidem

Pour rappel, le tableau suivant présente les exigences professionnelles relatifs au *Metering*<sup>19</sup> :

TABLEAU 5 BUSINESS REQUIREMENTS METERING – PI CATEGORIES

CATEGORIE	DOEL / BUT	SUBCATEGORIE / SOUS-CATEGORIE	MIDDEL / MOYEN
Juisheid Meetgegevens <i>Exactitude des données de comptage</i>	Rechtzettingen van facturaties verminderen <i>Diminuer rectifications des facturations</i>	Schattingen <i>Estimations</i>	Aantal schattingen verminderen <i>Diminuer le nombre d'estimations</i>
		Rectificaties <i>Rectifications</i>	Aantal rectificaties van Billing Relevante Volumes verminderen <i>Diminuer le nombre de rectifications</i>
		Prepayment	Aantal updates kredietaanpassingen verminderen <i>Diminuer le nombre d'updates d'adaptations de crédit</i>
Proces Specifiek <i>Spécificités du Processus</i>	Onnodige kosten verminderen <i>Diminuer coûts inutiles</i>	Ad Hoc	Onnodige facturaties verminderen <i>Diminuer le nombre de facturations inutiles</i>
		MROD	Last-minute planningswijzigingen verminderen <i>Diminuer last-minute changements de la planification</i>
Tijdsigheid en Volledigheid <i>Respect des délais et exhaustivité</i>	Maximalisatie van het aantal tijdig verstuurd meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés envoyés dans les délais</i>	Volledigheid Meetstand bepaald <i>Exhaustivité Relevé déterminé</i>	Maximaliseren van het aantal opgenomen meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés</i>
		Tijdsigheid Meetstand verstuurd <i>Respect des Délais d'envoi des relevés</i>	Maximaliseren van het aantal verwerkte meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés traités</i>
		Doorlooptijd <i>Délai de mise en oeuvre</i>	Minimaliseren van het aantal meetstanden met te lange doorlooptijd <i>Minimaliser le nombre de relevés avec délais de mise en oeuvre trop longue</i>

Dès que les rapports du MIG6 sont disponibles, les gestionnaires de réseau de distribution transmettront à la CWaPE le détail des données et des calculs utilisés pour établir ces rapports. La CWaPE analysera alors la pertinence de ceux-ci et l'éventualité d'utiliser ces indicateurs en lieu et place de l'indicateur relatif au taux de rectification des index. Le montant de l'incitant financier restera celui fixé pour le taux de rectification des index relevés / courbes de charge et sera réparti entre les nouveaux indicateurs retenus le cas échéant.

### 3.8.2. Échéance mise en place processus

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW	Echéance adaptation Mise en place processus	Collecte des données à pd
1	(Validation de la proposition faite lors de l'élaboration des lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020) + lien avec mise en production du MIG6 (11/2021) => Rapportage					31/12/2021	01/01/2022
	<b>Solution alternative</b> : rapports développés dans le MIG6 sur : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Exactitude des données de comptage</li> <li>- Spécificités du processus ;</li> <li>- Respect des délais et exhaustivité</li> </ul>					31/12/2021	01/01/2022

<sup>19</sup> UMIG - BR - ME - 02 - Marktrapportering - Evaluation Pis v6.5.1.7.xls.

## 3.9. Le taux de perte

### 3.9.1. Plans d'actions à mener / données à récolter

$$\text{Taux de perte} = \frac{\text{Pertes réseau issues de l'allocation} + (\text{ou } -) \text{ rest term issu de la réconciliation}}{\text{volume d'infeed total}}$$

Avec :

- Pertes réseau issues de l'allocation = volume de pertes tel que calculé dans l'allocation du GRD pour l'année N-3 ;
- Rest term issu de la réconciliation (+/-) = volume du rest term du GRD issu du run Z de la réconciliation pour l'année N-3 ;
- Volume d'infeed total = volume total d'infeed du gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N-3, à savoir la somme des volumes de l'année N-3 suivants :
  - o +/- Injection Grands postes Elia/RTE ;
  - o +/- Transit net avec les autres gestionnaires de réseau de distribution (Entrées - Sorties) ;
  - o + Injection des productions locales.

### 3.9.2. Échéance mise en place processus

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW	Echéance adaptation Mise en place processus	Collecte des données àpd
1	(Validation de la proposition faite lors de l'élaboration des lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020) => Rapportage					<b>31/12/2021</b>	<b>01/01/2022</b>

## 4. RÉSUMÉ

	Indicateur de performance	N°	Détail	Unité	Description	Source des données		
						Rapport	Ech.	Collecte des données à pd
Fiabilité	L'indisponibilité du réseau [SAIDI : System Average Interruption Duration Index]	1	$\sum_j s_j \times (t_j \times 0,85) / S_s$	hh:mm:ss	Indisponibilité « totale URD » hors catégories 7.b et 8	Rapport qualité	31/12/2020	01/01/2021
		2					NAP	01/01/2015
	La fréquence d'interruption [SAIFI : System Average Interruption Frequency Index]	3	$\sum_j s_j / S_s$	Nombre	Indisponibilité « totale URD » hors catégories 7.b et 8	Rapport qualité	31/12/2020	01/01/2021
		4					Indisponibilité « propre GRD »	31/12/2020
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) <sup>20</sup>	5	$\frac{N \text{ dossiers avec dépassement}}{N \text{ dossiers total}}$	%	Pour <b>chaque catégorie (étude d'orientation, étude de détail, offre et raccordement)</b> , le pourcentage de dossier hors délai par gestionnaire de réseau de distribution, <b>par fluide, par niveau de tension</b> (uniquement pour l'électricité) et en <b>fonction de l'injection ou du prélèvement</b> (uniquement pour l'électricité) sur base totale ou d'un échantillon (cf. 3.3.2 ci-dessous)	Rapport qualité	31/12/2021	01/01/2022
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	6	$\frac{\# \text{ dde de rectific acceptées}}{\# \text{ relevés transmis fns}}$	%	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Nombre de demandes de rectification acceptée</li> <li>✓ Nombre de relevés transmis (par registre compteur) au fournisseur</li> </ul>	Rapport à développer	31/12/2021	01/01/2022
			<p><u>Solution alternative</u> : rapports développés dans le MIG6 sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Exactitude des données de comptage</li> <li>- Spécificités du processus ;</li> <li>Respect des délais et exhaustivité</li> </ul>		Dans le cadre de la mise en production du MIG6, les business requirements relatif au metering prévoient des rapports automatisés et harmonisés pour chaque gestionnaires de réseau de distribution directement issus du MIG. Ces rapports sont destinés à mesurer la qualité des données et pourront être utilisés à titre d'indicateur si les gestionnaires de réseau de distribution amènent la preuve que ces rapports permettent un suivi correct de celle-ci.	Rapports MIG6 préétablis	31/12/2021	01/01/2022

<sup>20</sup> Pour les gestionnaires de réseau dont le processus n'est pas ou pas totalement maîtrisé, cet indicateur se fera sur base d'un échantillon tel que défini et contrôlé par la CWaPE lors de l'analyse des rapports qualité (cf. 3.3.2.2. ci-dessous)



Données de comptage	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	7	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index	Nombre	✓ Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index	Rapport Annuel Spécifique	NAP	01/01/2015
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	8	Nombre de plaintes recevables réelles de l'année concernée	Nombre	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Nombre de plaintes recevables par fluide et par GRD pour l'année concernée</li> <li>✓ Nombre de plaintes recevables communes aux 2 fluides/non attribuées spécifiquement à un fluide et par GRD pour l'année concernée</li> </ul>	Rapport Annuel Spécifique (SRME)	NAP	01/01/2015
Pertes	Taux de perte	9	Volume des pertes réseau issues de l'allocation (N-3) et du rest term issu de la réconciliation (volumes entièrement réconciliés de N-3 en N) par rapport au volume N-3 d'infeed total du gestionnaire de réseau de distribution	%	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Pertes réseau issues de l'allocation = volume de pertes tel que calculé dans l'allocation du GRD pour l'année N-3 ;</li> <li>✓ Rest term issu de la réconciliation (+/-) = volume du rest term du GRD issu du run Z de la réconciliation pour l'année N-3 ;</li> <li>✓ Volume d'infeed total = volume total d'infeed du gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N-3, à savoir la somme des volumes de l'année N-3 suivants : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ +/- Injection Grands postes Elia/RTE ;</li> <li>○ +/- Transit net avec les autres gestionnaires de réseau de distribution (Sorties - Entrées) ;</li> <li>○ + Injection des productions locales.</li> </ul> </li> </ul>	<b>Rapport à développer</b>	<b>31/12/2021</b>	<b>01/01/2022</b>