



Méthodologie 2020-2024

Febeg – Brugel
17/01/2018

Agenda

- Objectifs de la méthodologie
- Accord Brugel Sibelga
 - a) Cadre réglementaire
 - b) Revenu total et marge équitable
 - c) Tarif design et étude tarif capacitaire
 - d) Incentive régulation
 - e) Divers
- Calendrier
- Discussion



Disclaimer

Le présent document constitue une base d'échange entre les fournisseurs et Brugel et est établi sur base de l'état actuel des discussions avec les acteurs.

Certaines parties de la présentation n'ont pas encore été adoptés par le conseil d'administration de Brugel.



Objectifs sous tendus par la méthodologie

Éléments pris en compte :

A) Cadre réglementaire Européen et bruxellois

- Directive 2009/72/CE + Clean Energy Package
- Ordonnance « électricité » et « gaz » (modifié au S1-2018)
- Règlement technique (modifié au S1-2018)

B) Orientations définies par CEER/ACER

- Electricity Distribution Network Tariffs – CEER Guidelines of Good Practice
- ...

C) Plan stratégique et opérationnel Brugel 2016-2020

- Contribuer au développement durable de la RBC (tarification adaptées aux objectifs durables)
- Pour un consommateur bien informé et traité équitablement (lisibilité et transparence)
- Ouverture et collaboration

D) Cohérence des objectifs avec les autres Régions

Objectifs sous tendus par la méthodologie

Objectifs transversaux	
Objectif 1.1 :	Stabilité, transparence et simplicité du cadre méthodologique
Objectif 1.2 :	Permettre un accès durable à l'énergie tout en incitant la promotion d'énergies renouvelables (et l'effacement de la demande).
Objectif 1.3 :	Permettre d'assurer la gestion de des activités en toute transparence et de manière efficiente.
Investissements & Rémunération du capital	
Objectif 2.1 :	La méthodologie tarifaire assure une rémunération juste des capitaux investis tout en permettant au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions (développement et amélioration de la qualité des réseaux de distribution).
Gestion des coûts	
Objectif 3.1 :	La méthodologie tarifaire permet de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires.
Objectif 3.2 :	La méthodologie définit des critères de rejet de certains coûts non discriminatoires et transparents.
Cadre incitatif	
Objectif 4.1 :	La méthodologie prévoit un cadre visant à inciter le GRD à améliorer ses performances et la qualité de ses services.
Tarif design	
Objectif 5.1 :	La méthodologie assure la définition de tarifs non discriminatoires et proportionnés.
Objectif 5.2 :	Les tarifs permettent au GRD de couvrir ses coûts et une rémunération juste du capital.
Objectif 5.3 :	La structure des tarifs incite une consommation adaptée de l'énergie.

Accord Brugel – Sibelga (9/11/2017)

Accord vise à répondre à différentes disposition légales :

1. Accord sur procédure de concertation (art. 9^{quater} O.E. et 10^{bis} O.G.)

§ 1^{er} ... Après concertation structurée, documentée et transparente avec le gestionnaire du réseau de distribution, Brugel établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser ce gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire. [...]

§ 3. La méthodologie tarifaire peut être établie par Brugel suivant une procédure déterminée de commun accord avec le gestionnaire du réseau de distribution sur la base d'un accord explicite, transparent et non discriminatoire. »

2. Accord sur timing adoption méthodologie

« §6. Sauf délai plus court convenu entre BRUGEL et le gestionnaire du réseau, la méthodologie tarifaire applicable à l'établissement de la proposition tarifaire est communiquée au gestionnaire du réseau au plus tard six mois avant la date à laquelle la proposition tarifaire doit être introduite auprès de BRUGEL. »

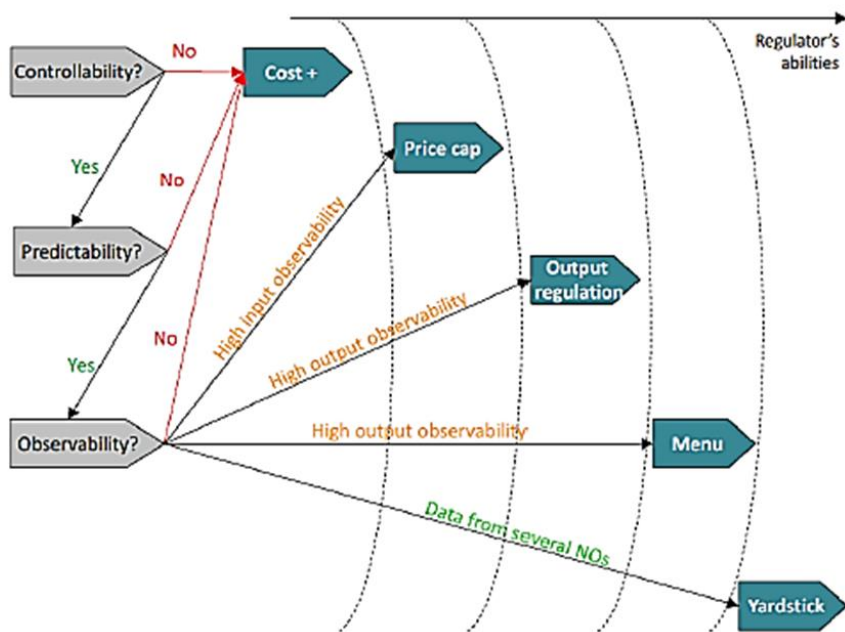
3. Accord sur procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires

➔ Accord établi sur base de deux réunions préparatoires Brugel - Sibelga (14 mars 2017 et 18 avril 2017)

➔ Objectif : **Projet méthodologie 30 novembre 2018**

Cadre réglementaire 2020-2024

- Pas de réinitialisation de la méthodologie actuelle : le cadre réglementaire qui sera mis en place en 2020-2024 via les méthodologies tarifaires assurera une certaine continuité avec cadre réglementaire actuel.



Model hybride : Cost + avec régulation incitative :

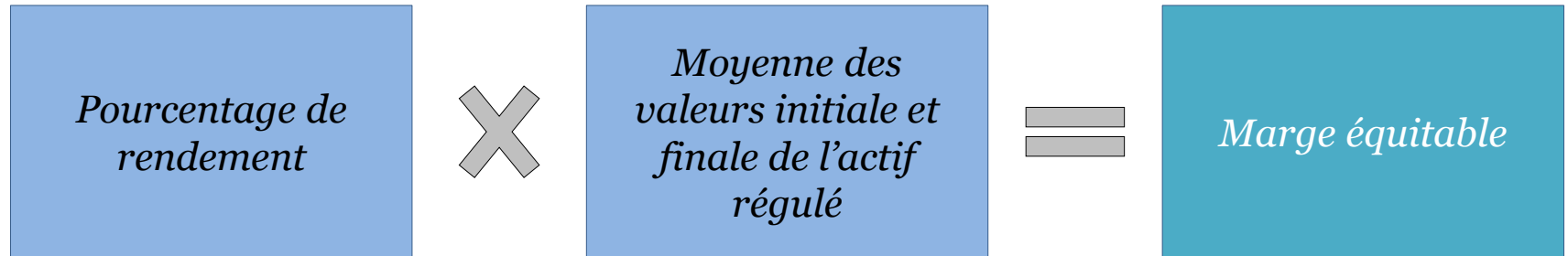
- Réflectivité des coûts, transparence
- Incitants sur objectifs et sur les coûts
- Asymétrie d'information
- Lien avec plan investissements (éviter surinvestissement)
- Viabilité et financement des investissements
- Charge de contrôle plus importante

Le revenu total autorisé

- Le revenu total comprend l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces à l'exercice, par le gestionnaire de réseau au cours de la période régulatoire, de ses activités et des obligations légales ou réglementaires lui incombant.
- La catégorisation de certains coûts en coûts gérables et non gérables est maintenue.
 - ➔ Une réflexion sur les possibilités d'optimisation de classification de certains coûts (pour certains projets spécifiques par exemple) sera menée. Les principes devraient être définis au plus tard pour fin février 2018 ; Au niveau des coûts gérables dans leur globalité, une réflexion sur la mise en place d'un facteur d'efficience sera effectuée ;
- Les propositions tarifaires devront reprendre une estimation par projets majeurs qui seront réalisés en cours de période régulatoire.
 - ➔ Il convient d'entendre par projet majeur, tout projet ayant un impact tarifaire significatif sélectionné en concertation avec le gestionnaire de réseau au plus tard au mois de juillet 2018.

Exemple : conversion L/H, déploiement smartmeters,...
- Le revenu est fixé pour 5 ans (excepté ISOC et OSP)

Marge équitable



La marge équitable constitue l'indemnisation du capital investi par le gestionnaire dans le réseau. Elle est fixée chaque année en appliquant le pourcentage de rendement sur la valeur moyenne de l'actif régulé.

$$\text{Valeur moyenne de l'actif régulé} = \frac{(\text{Actif régulé au 1er janvier} + \text{Actif régulé au 31 décembre})}{2}$$

La formule de la marge équitable sur base du modèle actuel ne sera pas revue. Il conviendra, toutefois, de mesurer l'impact sur la rémunération globale du gestionnaire de réseau de la mise en place d'incitants/pénalités.

Marge équitable

Doit être suffisante en vue de rémunérer le capital investi dans les actifs régulés et générer un bénéfice raisonnable pour financer les activités

- Si $S \leq 40\%$ → $R = 40\% * (t_{OLO} + (RP \times \beta))$
- Si $S > 40\%$ → $R = [40\% * (t_{OLO} + (RP \times \beta))] + [S - 40\%] * (t_{OLO} + 100 \text{ bp})$

Country	Electricité	Gaz	Country	Electricité	Gaz
AT	5,5% (2012)	5,0% (2012)	IE	4,75% (2015)	5-6,5% (2012)
BE	3,0% (2009)	3,5% (2009)	IT	5,5% (2016)	5,5% (2016)
CZ	5,0% (2015)	5,0% (2015)	LT	5,08% (2015)	6,8% (2012)
DE	4,6% (2008)	4,6% (2008)	LU	4,6% (2011)	4,6% (2011)
DK	n.a.	4,75%	LV	3,8% (2010)	3,2% (2008)
EE	5% (2016)	5% (2016)	NL	5,0% (2013)	5,0% (2013)
ES	n.a.	n.a.	NO	5,0% (2016)	n.a.
FI	5,0%(2016)	5,0%(2016)	PL	4,2% (2016)	4,7% (2015)
FR	5,0%	5,0% (2016)	PT	6,25% (2014)	6,1% (2016)
GB	N.A. (2014)	5,3% (2012)	SE	0,5% (2015)	1,5% (2009)
GR	4,0% (2015)	n.a.	SI	5,0% (2009)	5,0% (2015)
HU	4,0% (2012)	6,6% (2009)			
Moyenne	Electricité	5 %	Gaz	5,4 %	

Country	Electricité	Gaz	Country	Electricité	Gaz
AT	0,69 (2012)	0,69 (2012)	IE	0,89 (2015)	0,78 (2012)
BE	n.a.	n.a.	IT	0,62 (2016)	0,63 (2016)
CZ	0,90 (2015)	0,80 (2015)	LT	0,72 (2015)	1,93 (2012)
DE	0,79 (2008)	0,79 (2008)	LU	0,70 (2011)	0,70 (2011)
DK	N.A.	0,79 (2009)	LV	0	n.a.
EE	0,67 (2016)	0,69 (2016)	NL	0,61 (2013)	0,61 (2013)
ES	n.a.	n.a.	NO	0,88 (2016)	n.a.
FI	0,83 (2016)	0,69 (2016)	PL	0,72 (2016)	0,52 (2015)
FR	n.a.	0,66 (2016)	PT	0,67 (2014)	0,66 (2016)
GB	n.a.	0,9 (2012)	SE	0,62 (2009)	0,76 (2009)
GR	0,62 (2016)	n.a.	SI	1,14 (2015)	1,07 (2015)
HU	0,55 (2012)	0,64 (2009)	n.a.	n.a.	n.a.
Moyenne	Electricité	0,74	Gaz	0,79	

Borne min et max sur taux OLO maintenu
 Pas de réévaluation de l'actif régulé (+renforcement lien avec PI)
 Comparaison avec un CMPC sera également analysée

Méthodologie 2020-2024 - Tarif design

Catégories de client

Grouppe Tarif Type Of Connection	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT						
	T01	T02	T03	T16	T17	T15	T05 / T09 / T18	T09 / T14	T08	T10	T11	T12
	DIR	EGY	ILM	MVE	LVA	L6P	L6N / L36 / LVD	LVU / PLU	LVS	LVN	LSN	LDN
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)								
1. Tarif d'utilisation du réseau												
1.1. Tarifs Utilisation du réseau de distribution												
[X * E1] EUR/kW + Y * EUR /kWh H + Z * EUR /kWh L												
avec E1 =	0,1 + 796,5 / (885+kW)		0,1 + 796,5 / (885+kW)		0,1 + 796,5 / (885+kW)	1,00	-	-	-	-	-	-
X = EUR / kW / an	49,122024	24,561012	36,116052	24,561012	32,620068	40,648452	-	-	-	-	-	-
X/12 = EUR / kW / mois	4,093502	2,046751	3,009671	2,046751	2,718339	3,387371	-	-	-	-	-	-
Y = EUR / kWh H	0,001166	0,002770	0,002770	0,002770	0,007119	0,018324	0,046642	0,046642	0,046642	-	0,046642	0,046642
Z = EUR/kWh L	0,000699	0,001662	0,001662	0,001662	0,004271	0,010994	0,027986	0,027986	-	-	-	0,027986
Zn = EUR/kWh EX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,022388	0,022388	0,022388
maximum X + Y = EUR / kWh H	-	-	0,074368	-	0,074368	-	-	-	-	-	-	-
1.2. Tarif pour le réglage de la tension et l'énergie réactive												
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive	32,9%	32,9%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-	-	-	-	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire												
kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-	-	-	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage												
Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé EUR / an	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	-	650,00	650,00	650,00	650,00
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - rel.mensue EUR / an	-	-	575,00	0,00	575,00	575,00	575,00	-	575,00	575,00	575,00	575,00
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an	-	-	-	-	-	-	12,87	-	12,87	12,87	12,87	12,87
Sans comptage - forfaitaire EUR / an	-	-	-	-	-	-	-	325,00	-	-	-	-
3. Surcharges												
3.1. Charges de pensions EUR / kWh T	0,000475	0,000475	0,001080	0,001080	0,003453	0,004540	0,004540	0,004540	0,004540	0,004540	0,004540	0,004540
3.2. Impôts & prélèvements												
- Redevance de voirie (**) EUR / kWh T	0,003244	0,003244	0,003244	0,003244	0,006489	0,006489	0,006489	0,006489	0,006489	0,006489	0,006489	0,006489
- Autres EUR / kWh T	0,000022	0,000022	0,000075	0,000075	0,000165	0,000342	0,000342	0,000342	0,000342	0,000342	0,000342	0,000342
4. Tarif des obligations de service public EUR / kWh T	0,000502	0,000502	0,001872	0,001872	0,003874	0,011040	0,011040	0,011040	0,011040	0,011040	0,011040	0,011040
5. Tarifs de transport (***)												
5.1. Coûts de transport Elia EUR / kWh T	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811	0,010811
5.2. Surcharges Elia EUR / kWh T	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077	0,004077
5.3. Cotation fédérale EUR / kWh T	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556	0,002556

Postes tarifaires

Objectifs sous tendus par le tarif design

- Une structure tarifaire (focus BT) adaptée à la réalité et aux enjeux d'aujourd'hui et de demain.
- But d'une structure tarifaire :
 - a) Facturation juste et correcte du service rendu par le GRD
 - b) Préoccupation sociale (OSP, accessibilité,...)
 - c) Préoccupation environnementale
 - d) Préoccupation économique
- Réflexion sur le maintien de la structure tarifaire actuelle (avec et sans smartmeters) et introduction d'une composante capacitaire. Mais pragmatiquement et jusque quel point ?
- « Design futur proof » : tenir compte de la réalité d'aujourd'hui : Transition énergétique (E-SER, nouveaux usages, nouvelles technologies)

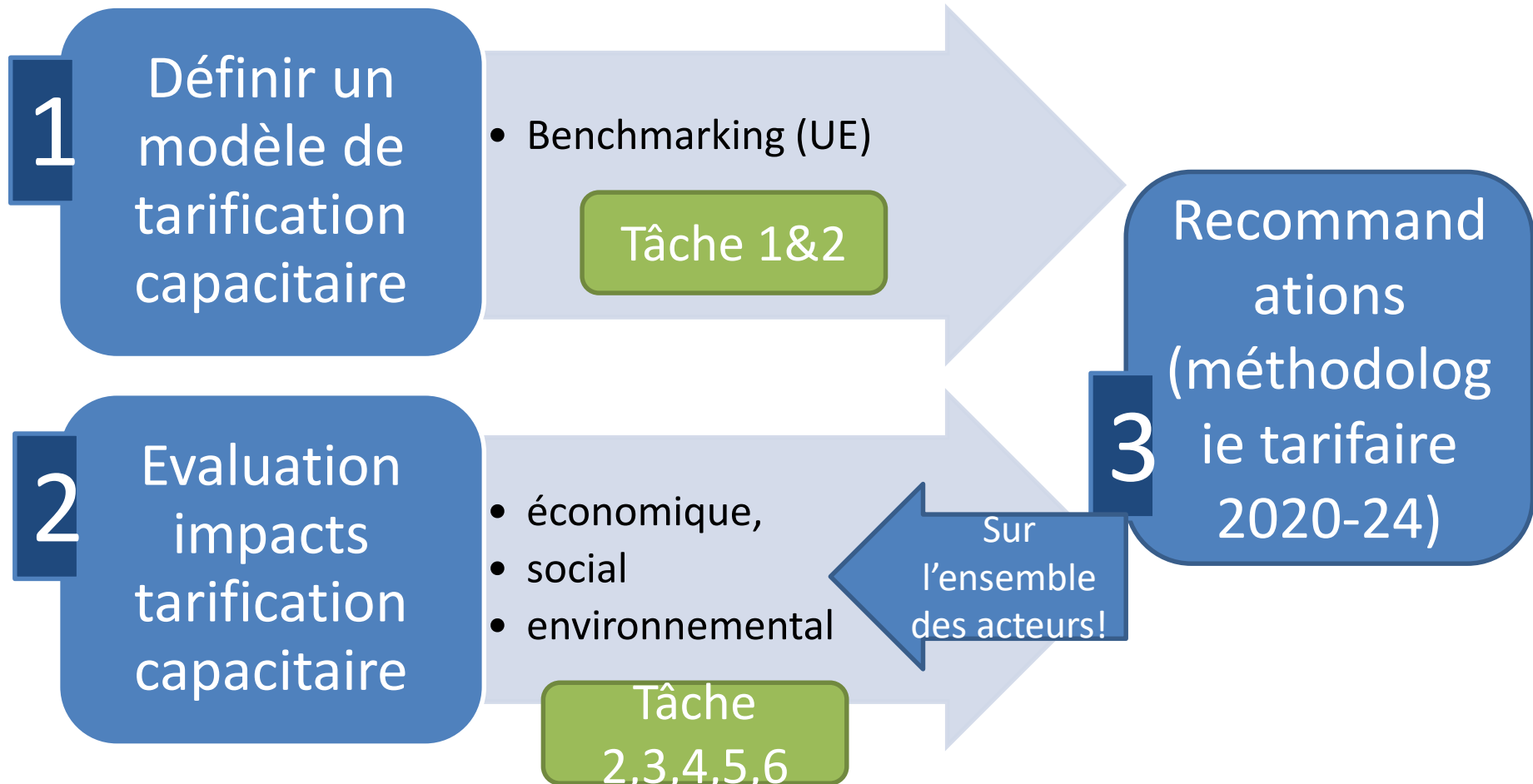


Structure tarifaire

- Réflexion sur la mise en place d'une composante capacitaire pour la BT (YMR)
- Réflexion sur le maintien ou la suppression d'un tarif spécifique pour le tarif exclusif nuit et la détermination de la tension entre tarif heure pleine et heure creuse seront appréciés
- Une réflexion sur la simplification progressive des catégories de clients sera menée. L'objectif sous-tendu est d'offrir une lisibilité plus grande de la structure tarifaire
- Tout comme pour la méthodologie 2015-2019, la position de Brugel sur le tarif d'injection ne sera pas revue pour la période régulatoire 2020-2024
- La possibilité de mise en place d'un tarif spécifique pour les smartmeters sera envisagée (qui ne serait pas dans le régime par défaut);



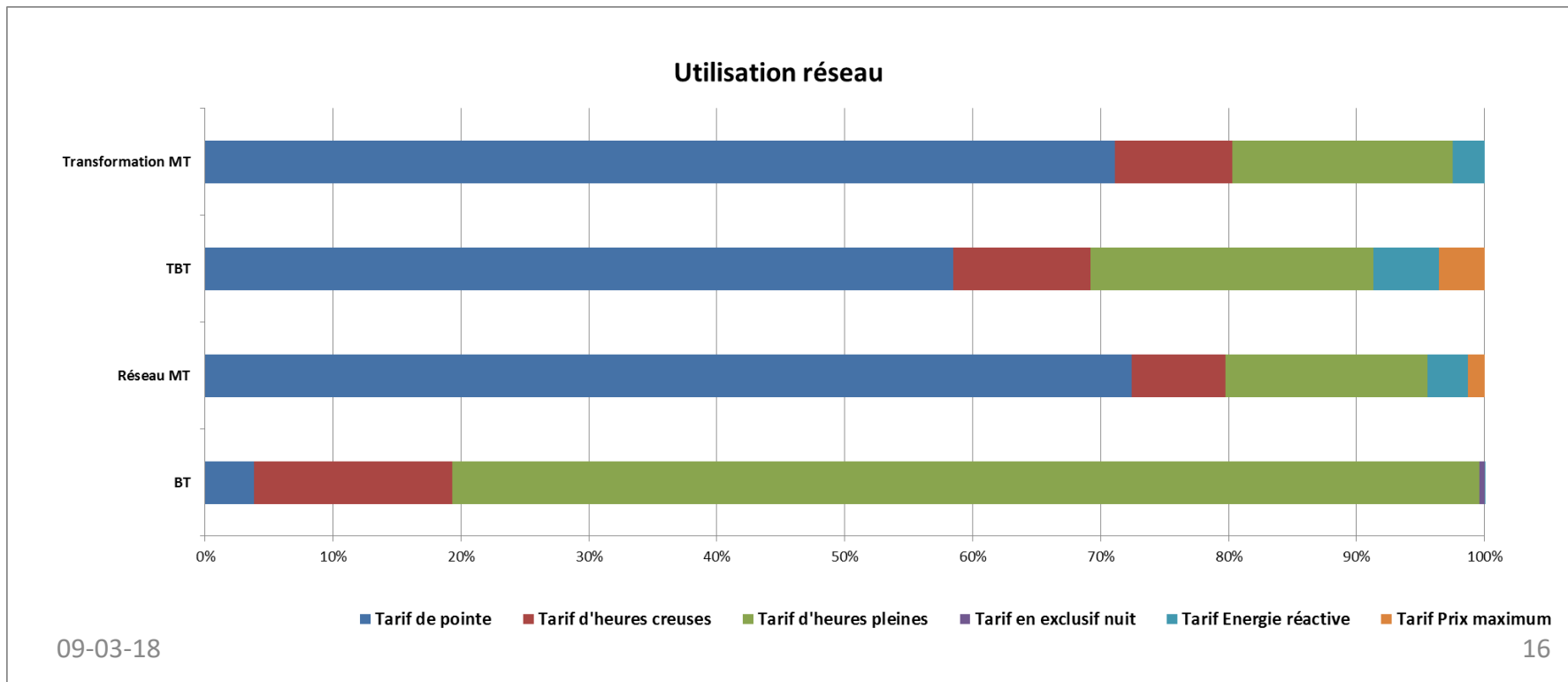
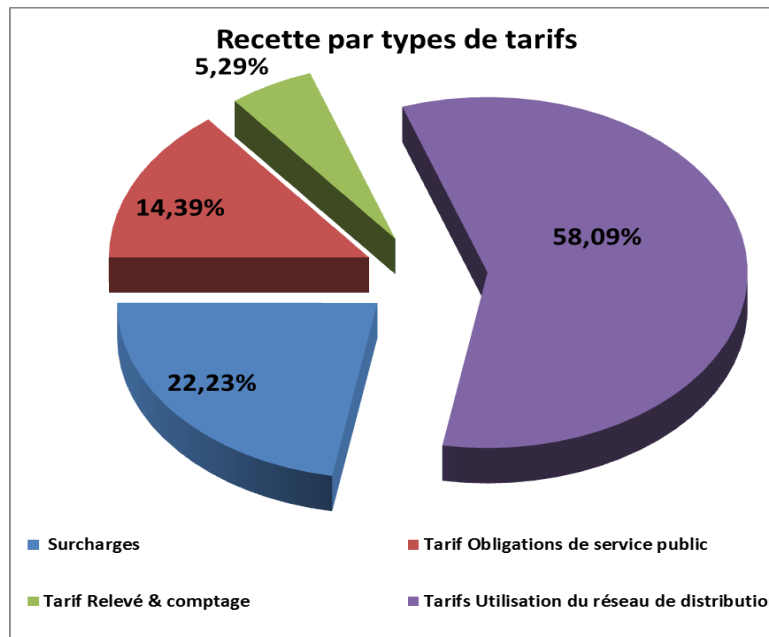
Objectifs - Etude Tarif Capacitaire




Benchmarking

Country	Structure of network tariffs for household customers					Structure of network tariffs for industrial customers				
	Fixed charge [€]	Capacity charge [€/kW]	Energy charge [€/kWh]	Reactive energy (€/kvarh)	Other	Fixed charge [€]	Capacity charge [€/kW]	Energy charge [€/kWh]	Reactive energy (€/kvarh)	Other
BE	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes	N.A.
CH	Yes (max 30%)	Seldom	Yes (at least 70 %)	No		Yes	Yes	Yes	Yes, often	N.A.
CZ	Yes	No	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Yes	N.A.
DE	Possible	No	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Possible, depends on DSO	N.A.
DK	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	No	Yes	No	N.A.
EE	Yes	No	Yes	No	N.A.	No	Yes*	Yes	Yes	N.A.
ES	No	Yes	Yes	No	Meter rental	No	Yes	Yes	Yes	N.A.
FI	Yes	No	Yes	No	Metering fee	Yes	Yes	Yes	Yes	Metering fee
FR	Yes	Yes	Yes	No	N.A.	Yes	yes	Yes	Yes	Exceeding of the contract power and other minor charges
GR	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	No	cosφ
IT	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	No	N.A.
LT	Possible**	No	Yes	No	N.A.	No	Yes**	Yes**	No	N.A.
NL	Yes	Yes	No	Possible, depends on DSO	N.A.	Yes	Yes	Yes***	Possible, depends on DSO	N.A.
NO	Yes	Seldom ⁺	Yes	No	N.A.	Yes	Yes ⁺⁺	Yes	Yes	N.A.
PL	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes	Exceeding of the contract power
PT	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Yes	ToU for energy and capacity charges
SE	Yes	Seldom ⁺	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes ⁺⁺⁺	N.A.

Source : Eurelectric – Network tariff structure for smart energy system



Suivi étude tarif capacitaire

- Benchmarking et retour expérience : finalisé
- Fixation de la grille d'évaluation : finalisé
- Récolte des données et construction outil de simulation
- Définition de plusieurs scénarii sur quelles les critères seront appliqué (3 scénarii – décliné avec ou sans CI)
- Simulation sur différents profils types
- Challenger des résultats avec le GRD
- Finalisation de l'étude et recommandation : fin février
-  ○ Consultation publique sur l'étude (mars 2018)
- Intégration des recommandations dans la méthodologie avril/mai 2018

Refacturation coût transport

- La méthodologie tarifaire électricité intégrera également le mécanisme de détermination des tarifs de transport dans les tarifs de distribution.
- La procédure d'approbation par Brugel de ces tarifs devra également être intégrée



Révision des mécanismes de régulation incitative

- Incentive regulation sur les coûts : mécanisme maintenu
- Incentive sur les objectifs : nouveauté 2020-2024
- Etude de Brugel sur les indicateurs de performance GRD
 - ➔ Objectifs : Identification et définition d'indicateurs de suivi de la qualité des services et des investissements

Le développement d'un ensemble de recommandations pour le réseau de distribution bruxellois, notamment :

- La liste des indicateurs de suivi des performances,
 - La liste des indicateurs à inciter/pénaliser financièrement,
 - La méthode de gestion de ces indicateurs
- Intégration des indicateurs dans un modèle tarifaire :
 - ➔ Les modèles d'incitation financière seront définis sur base des indicateurs retenus. Les caractéristiques spécifiques du réseau bruxellois seront prises en considération.

38 indicateurs ont été identifiés dans les différents pays analysés



- SAIDI
- SAIFI
- Worst Served Customers
- Enquête de satisfaction Client
- **Traitement des plaintes**
- **Temps de raccordement des utilisateurs**
- Restauration de la fourniture (1)
- Coupures rotatives
- **Respect des délais de visite**
- Notification pour interruption planifiée
- Plaintes sur le niveau de tension
- Interruptions multiples
- Délais pour devis
- **Incitants à l'innovation**
- **Mécanisme TOTEX**
- **Réduction des pertes**
- Déploiement des compteurs intelligents
- Réhabilitation des installations client
- Transmission des délais attendus de début et fin des travaux de connexion
- Respect de ces délais

(1) 4 indicateurs identifiés pour la restauration de fourniture: différenciés par flux, en fonction du nombre de clients impactés (pour la Grande Bretagne) et en fonction du type d'évènement (conditions normales ou extrêmes)

- SAIDI
- SAIFI
- **Traitement des plaintes**
- **Temps de raccordement des utilisateurs**
- **Respect des délais de visite**
- Taux MES à la date convenue
- Taux MHS à la date convenue
- Taux d'index électricité relevés par semestre / Taux de relevés semestriels sur index réels
- Transmission au GRT des courbes de mesure demi-horaires
- **Incitants à l'innovation**
- **Réduction des pertes**
- Déploiement des compteurs intelligents
- Charges nettes d'exploitation
- **Maîtrise des coûts unitaires d'investissement**
- **Maîtrise des charges de capital « hors réseaux »**
- Développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz
- Qualité des relevés JJ transmis aux GRT
- Transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs
- Taux de disponibilité du portail Fournisseur

- SAIDI
- ASIDI
- **Incitants à l'innovation**
- **Mécanisme TOTEX**
- Investissements d'extension ou de renforcement (CAPEX)

- SAIDI
- SAIFI
- MAIFI
- Restauration de la fourniture (1)
- Délais pour devis
- **Incitants à l'innovation**
- **Mécanisme TOTEX**

- SAIDI
- SAIFI
- **Temps de raccordement des utilisateurs**
- Interruptions multiples
- **Taux d'utilisation du réseau**
- **Réduction des pertes**

Une dizaine d'indicateurs présélectionnés pour analyse ultérieure

Missions GRD	Domaine concerné		
	Performance du réseau	Qualité des services	Investissements et Projets
Gestion du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • SAIDI • SAIFI • Réduction de pertes • Taux d'utilisation du réseau 		<ul style="list-style-type: none"> • Maîtrise de coûts unitaires
Gestion des compteurs		Selon délais RT : Raccordement <ul style="list-style-type: none"> • Ouverture/fermeture compteur • Placement limiteur 	<ul style="list-style-type: none"> • Maîtrise du déploiement de compteurs intelligents
Gestion des données de comptage		<ul style="list-style-type: none"> • Taux d'index relevés 	
Facilitateur de marché		<ul style="list-style-type: none"> • Réactivité de Sibelga vis à vis du marché - transmission des données - exécution des scénarios du marché 	
Obligation de service publique	<i>N/A – contraintes posées par l'ordonnance empêchent la mise en place des indicateurs incitative pour cette mission</i>		
Tâches transversales		<ul style="list-style-type: none"> • Traitement de plaintes 	<ul style="list-style-type: none"> • Maîtrise de coûts d'investissement hors réseau • Taux de fiabilité des estimations d'investissements (nouvel indicateur)

➔ Chaque indicateur fera l'objet d'une discussion avec Sibelga
 Les indicateurs retenus seront soumis à consultation (mars 2018)



Tarifs non périodiques

- Le chapitre des méthodologies tarifaires relatif aux tarifs non périodiques ne sera pas revu, sauf à intégrer les éventuelles nouvelles évolutions du marché de l'énergie. Pour le 30 mai 2018, les nouveaux tarifs non périodiques devraient être identifiés.

Exemple : placement compteur smart à la demande,
Placement compteur pour borne VE,...

Divers

- Intégration dans les aspects liés à la mobilité « verte » (véhicules électriques et CNG) et au stockage à domicile.
- La définition des soldes et les mécanismes d'affectation ne seront pas modifiés.

Montant en €	2014	2015	2016
Projets	28.005.690	21.901.294	21.826.293
Amortissement accéléré des compteurs	13.452.344	10.639.095	7.882.775
Ecart MSP	/	/	2.353.621
Réserve pour amortissement accéléré des compteurs	20.840.160	20.840.160	20.840.160
Réserve pour compteurs intelligents	23.793.869	23.793.869	23.793.869
Solde à affecter	25.551.527	50.530.563	34.992.946
Solde au 31/12	111.643.590	127.704.981	111.689.665

Montant en €	2014	2015	2016
Projets	5.798.280	3.714.226	4.748.549
Fonds Volume	20.000.000	16.821.424	19.402.878
Conversion au gaz riche	16.745.659	16.745.659	19.909.890
Solde à affecter	18.270.189	47.073.903	34.678.305
Solde au 31/12	60.814.128	84.355.212	78.739.622

- Objectifs : financement certaines charges et lissage tarif



Divers

- L'annexe de la méthodologie pour évaluer le caractère déraisonnable ou inutile de certains éléments du revenu total sera modifiée en prenant en considération la grille d'analyse proposée par CEER afin de catégoriser les activités régulées et non régulées.

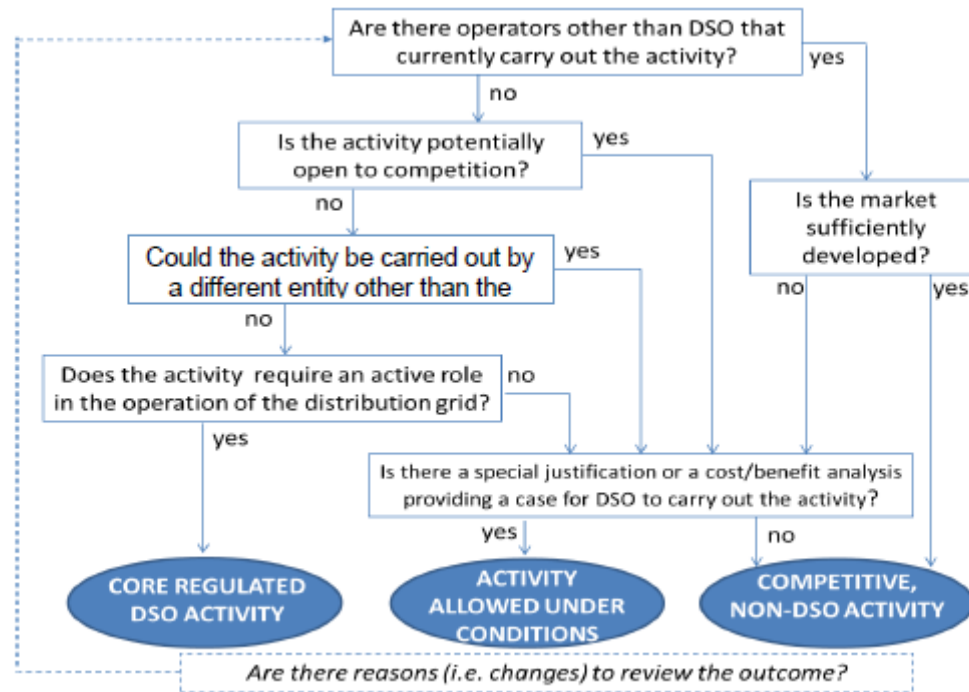
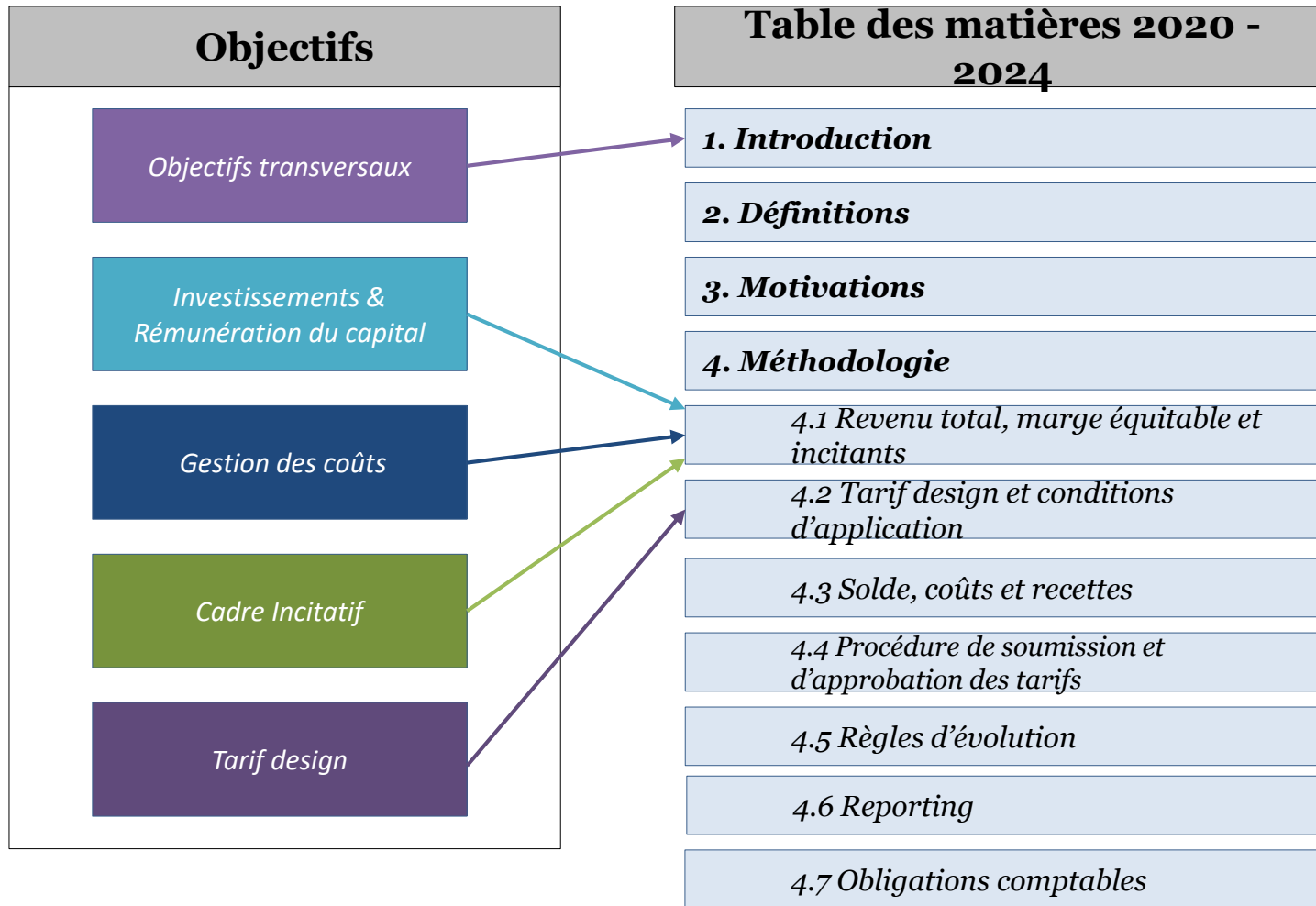
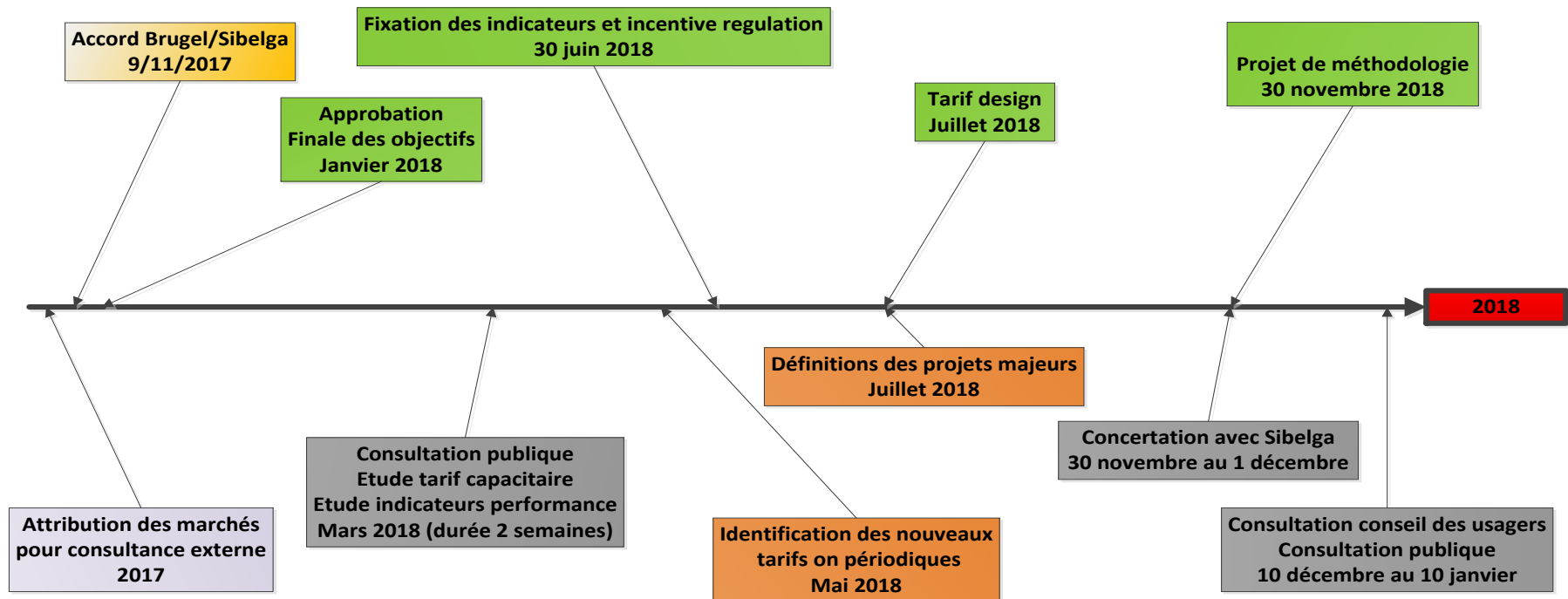


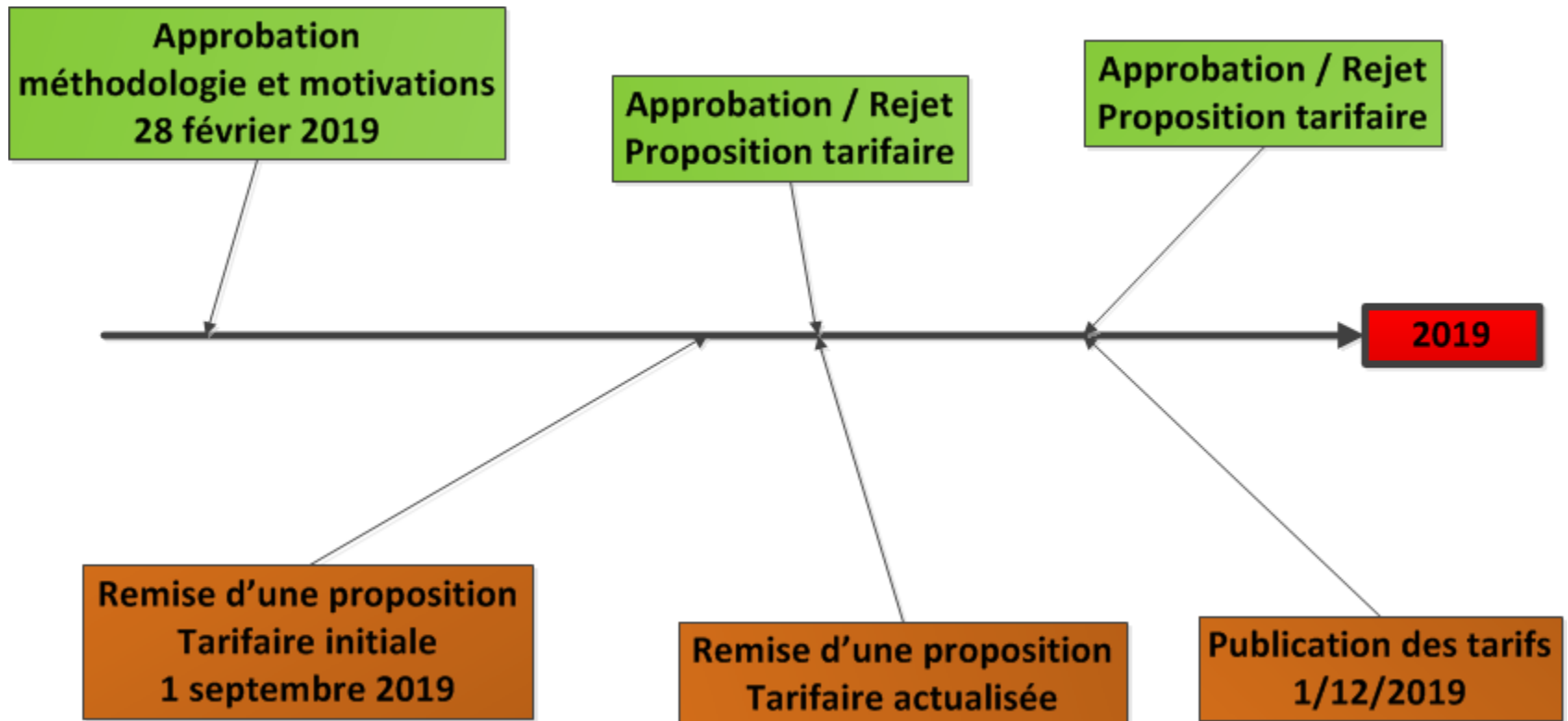
Table des matières (provisoire)



Calendrier général



Calendrier général



Echanges Brugel - Fournisseurs

- Mémoire des acteurs
- Consultations des acteurs sur l'étude relative à la mise en place d'une composante capacitaire en RBC : mars 2018
- Consultation sur l'Etude sur les indicateurs de performance du GRD : mars 2018
- Consultation sur le projet de méthodologie : décembre 2018



**Merci pour
votre
attention**

**Pascal Misselyn
Coordinateur**

**Jérémie Van Den Abeele
Responsable aspects tarifaires**