



# مذكرة تقديمية حول المنهجية المحددة لتعريف استخدام الشبكة الكهربائية الوطنية للنقل

## 1) مقدمة:

في إطار الرؤية المستنيرة لصاحب الجلالة الملك محمد السادس، نصره الله، أدرجت الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء عملها، منذ إنشائها، في إطار المبادئ الدستورية للنظام الاقتصادي والاجتماعي والبيئي المنصوص عليها في دستور 2011، وكذا توجهات الاستراتيجية الوطنية الطاقية الهادفة إلى تسريع وتيرة تطبيق هذه الأخيرة في ظل زخم طموحات النموذج التنموي الجديد. وقد دعا هذا الأخير إلى وضع هيكلية مؤسساتية جديدة تتمحور حول هيئة ضبط قوية، مستقلة وشفافة لقطاع الطاقة بأكمله، بما في ذلك قطاع الغاز الطبيعي.

وتجدر الإشارة إلى الدور الحاسم الذي تلعبه الشبكة الكهربائية في سياق تسريع الانتقال الطاقى لاسيما مع الارتفاع المتنامي المنتظر للكهرباء في المزيج الطاقى والذي يعزز مساره كهرية الاستخدامات المتصاعدة المتوقع على المدى المتوسط والطويل.

## 2) المقاربة والمنهجية المتبعة:

طبقا لأحكام القانون 48.15 المتعلق بضبط قطاع الكهرباء وإنشاء الهيئة، تضطلع هذه الأخيرة بمهمة ضمان الوصول العادل والشفاف والغير تمييزي إلى شبكة الكهرباء الوطنية لكل مستعملي الشبكة مع ضمان الضبط السليم، بما في ذلك المتعلق بالجانب الاقتصادي، لاستخدام شبكة نقل الكهرباء الوطنية. وفي هذا السياق، فإن من بين مهام الهيئة تحديد التعريف لاستخدام شبكة نقل الكهرباء الوطنية.

وبالفعل فقد قامت الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء بوضع منهجية للتعريف تبعا لمقاربة هذه الأخيرة المبنية على الحوار والتشاور من خلال عقد سلسلة من أوراش العمل مع جميع الأطراف المعنية (وزارة الانتقال الطاقى والتنمية المستدامة، وزارة الاقتصاد والمالية، وزارة الداخلية، المكتب الوطني للكهرباء والماء الصالح للشرب وأعضاء فدرالية الطاقة).



كما أجرت الهيئة استشارة عمومية على موقعها على الإنترنت مع تمديد الموعد النهائي لها استجابة لطلب بعض الأطراف المعنية. ومكنت هذه المشاورة من إثراء هذه المنهجية من خلال مراعاة التعليقات والمساهمات التي تم الإعراب عنها قدر الإمكان.

وهكذا تمت المصادقة من طرف مجلس الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء، في 21 دجنبر 2022، على منهجية تحديد تعريفة استعمال الشبكة الكهربائية الوطنية للنقل لمدة 3 سنوات (2023-2025).

وللتذكير، فمنذ تفعيل القانون 48.15 السالف الذكر، في 21 أبريل 2021، ثم المصادقة على مدونة الشبكة الكهربائية الوطنية للنقل ودخولها حيز التنفيذ منذ 03 يناير 2022، حدد مجلس الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء بالإجماع، في 09 نونبر 2021 بمدينة العيون، المبادئ التوجيهية للفصل المحاسباتي لنشاط نقل الطاقة الكهربائية عن جميع الأنشطة الأخرى للمكتب الوطني للكهرباء والماء الصالح للشرب. كما أكدت الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء على أهمية أخذ هذه المبادئ بعين الاعتبار من قبل المكتب الوطني للكهرباء والماء الصالح للشرب في إطار عمله على إعداد مشروع فصل حسابات المكتب الوطني للكهرباء والماء الصالح للشرب قبل عرضه على أنظار الهيئة قصد المصادقة عليه في أقرب الأجل.

ونظرا لكون الفصل المحاسباتي لازال لم ينجز بعد واعتبارا للطابع الاستعجالي لتحديد تعريفة استعمال الشبكة الكهربائية الوطنية للنقل، فقد ارتأت الهيئة احتساب التعريفة المذكورة خلال فترة التعريفة الأولى على أساس المحاسبة التحليلية التي يستخدمها المكتب الوطني للكهرباء والماء الصالح للشرب كأداة للتدبير الداخلي بناء على معايير موضوعية. وعليه، فقد تم إعطاء مبادئ توجيهية للمكتب في إطار منهجية التعريفة من أجل (1) تحديد مقدار التكاليف الفعالة المحتسبة من أجل تحديد القيمة المقابلة لاستخدام الشبكة؛ و (2) تخصيص التكاليف المنسوبة إلى مختلف فئات استخدام الشبكة وفقاً لمعايير موضوعية لأصل التكاليف.

### (3) أهم المبادئ الأساسية للمنهجية:

وترتكز هذه المنهجية على مجموعة من المبادئ المجربة على المستويين الوطني والدولي لضمان مبادئ الإنصاف والشفافية ولتطوير قطاع الكهرباء وفق ضوابط الاستراتيجية الوطنية للطاقة.



وبذلك، فإن المنهجية تركز مبدأ تجميع التكاليف (mutualisation) الفعالة للشبكة الكهربائية الوطنية للنقل، بما فيها المتعلقة بتقويتها مع الدعوة إلى تشجيع نجاعة المنظومة الكهربائية. وبالإضافة إلى ذلك، فإن المنهجية تستند على مبدأ استرداد التكاليف الفعالة لمسير شبكة النقل والتي تشمل تشغيل وصيانة وتطوير وتجديد نظام النقل الكهربائي الوطني. وتتضمن هذه التكاليف كلفة رأس المال بما في ذلك المردودية العادلة للأسهم المستثمر، وتكاليف الاستغلال بما في ذلك التكاليف المرتبطة بتدبير التدفقات الكهربائية على الشبكة المذكورة، وفقا لأحكام المادة 15 من القانون رقم 48.15 السالف الذكر.

واعتبارا لخصوصيات الشبكة الكهربائية الوطنية، اعتمدت الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء مبدأ المساواة الترابية على مختلف المستخدمين المعنيين من خلال تطبيق "طابع البريد"، بغض النظر عن المسافة بين نقط الحقن والسحب سواء كانوا منتجين أو منتجين ذاتيين أو موزعين أو مستهلكين مزودين كليًا أو جزئيًا من قبل المنتجين العاملين في إطار القانون رقم 13.09 المتعلق بالطاقات المتجددة.

ويجب التأكيد على أنه سوف يتم خلال الفترة الأولى للتعريف أداء طابع النقل على أساس الطاقة، من قبل الزبون النهائي عندما يتعلق الأمر بالسوق الحرة والمكتب الوطني للكهرباء والماء الصالح للشرب عندما يتعلق الأمر بالزبناء ذوي التعريف المقننة.

وقد اعتمدت الهيئة لحساب طابع النقل على نموذج "التكلفة الزائدة - Cost Plus"، بما يتماشى مع المبادئ المذكورة أعلاه وكذلك مع أحكام القانون رقم 48.15 السالف الذكر، مما يسمح لمسير شبكة النقل من تغطية جميع تكاليفه المسموح بها من قبل الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء، وكذا ضمان مردودية عادلة لرأسماله باعتماد المتوسط المرجح لتكلفة رأس المال والذي سيتم تحديده وفقا لنموذج تقييم الأصول المالية.

وفي نفس السياق، ستقوم الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء بوضع آليات مواكبة من خلال المصادقة المسبقة على استثمارات مسير شبكة النقل وكذا نفقات التشغيل المسموح بتغطيتها، فضلا عن المراقبة اللاحقة لاسيما التحقق من انجاز الاستثمارات وفقا لأحكام القانون رقم 48.15 السالف الذكر.

وفيما يتعلق بالاستثمارات الجديدة في الشبكة الكهربائية للنقل، ستعمل الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء، في إطار مهامها، على المصادقة على البرنامج متعدد السنوات للاستثمارات في شبكة النقل للفترة 2023-2027، قبل إدماجها في قاعدة الأصول المقننة، وفقا لمسطرة تفعيل ومراقبة تشجع على تحسين النجاعة والجودة.



وبالموازاة مع تحديد طابع النقل ووفقاً للتشريعات السارية، تحدد الهيئة طابع خدمات النظام اللازمة لتعديل إنتاج و / أو استهلاك الكهرباء. ويتم توفير هذه الخدمات التي يستفيد منها جميع مستخدمي الشبكة من قبل مسير الشبكة الذي يعتبر المسؤول عن توازن واستقرار النظام الكهربائي وفقاً لأحكام القانون 48.15.

وتجدر الإشارة إلى أنه بالرغم من أن تكلفة هذه الخدمات تتضمن مكوناً ثابتاً هاماً، فإن الفائدة التي يجنيها المستخدمون منها تتناسب مع حجم استخدامهم للشبكة. لذلك، ارتأت الهيئة ربط احتساب تعريفة هذه الخدمات بالطاقة، على الأقل خلال الفترة الأولى للتعريفة. وسوف يتم دفع طابع "خدمات النظام" إما من قبل المنتج، عندما يتعلق الأمر بالسوق الحرة، أو من طرف المكتب عندما يتعلق الأمر بالعملاء ذوي التعريفات المقننة.

#### (4) المرفقات:

تتضمن وثيقة منهجية التعريفة أربعة ملاحق داعمة لمكونات هذه المنهجية وتتعلق بما يلي:

- تنظيم الاستثمارات المستقبلية،
- طرق احتساب التكلفة المتوسطة المرجحة لرأس المال،
- الشبكات المعيارية لبيانات احتساب التعريفة للفترة الأولى،
- التدفقات المادية والمالية لسوق الكهرباء.



## **Note de présentation de la méthodologie tarifaire de l'utilisation du réseau électrique national de transport**

### **1/ Préambule :**

Depuis sa création, l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité inscrit son action, dans le cadre de la vision éclairée de SA MAJESTE le ROI MOHAMMED VI, que Dieu l'assiste, conformément aux principes d'ordre économique, social et environnemental édictées par la Constitution de 2011 ainsi qu'à la lumière des orientations de la stratégie énergétique nationale dont la mise en œuvre est appelée à s'accélérer davantage, sous l'impulsion des ambitions du nouveau modèle de développement. Ce dernier a conforté la perspective de la mise en place d'une nouvelle architecture institutionnelle autour d'un régulateur fort, indépendant et transparent pour l'ensemble du secteur énergétique, y compris le gaz naturel.

Par ailleurs, et dans le cadre de l'accélération de la transition énergétique, le réseau électrique a un rôle déterminant à jouer d'autant plus que la place de l'électricité dans le mix énergétique se renforce assidûment et se confirme par la trajectoire ascendante et prévisible, à moyen et long termes, de l'électrification des usages.

### **2/ Approche et contenu de la méthodologie :**

Conformément aux dispositions de la loi 48-15 relative à la régulation du secteur électrique et à la création de l'ANRE, cette dernière assure la garantie d'un accès équitable, transparent et non discriminatoire au réseau électrique national tout en veillant à la bonne régulation, notamment économique, de l'utilisation du réseau électrique national de transport. Dans ce cadre, l'ANRE est responsable, entre autres, de la fixation du tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport.

En effet, l'ANRE a procédé à l'élaboration de ladite méthodologie dans le respect de sa démarche participative, à travers l'organisation d'une série d'ateliers de travail avec l'ensemble des parties prenantes (Ministère de la transition énergétique et du développement durable, Ministère de l'Economie et des Finances, Ministère de l'Intérieur, ONEE, membres de la Fédération de l'énergie).



De même, l'ANRE a réalisé une consultation publique sur son site web et dont le délai a été prolongé suite à la demande de certaines parties prenantes. Cette consultation a permis d'enrichir la présente méthodologie en prenant en considération, dans toute la mesure du possible, les commentaires et contributions exprimés.

Subséquentement, le Conseil de l'ANRE a adopté, le 21 décembre 2022, la méthodologie de détermination du tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport pour une durée de 3 ans (2023-2025).

Il y a lieu de rappeler que depuis l'opérationnalisation de la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'ANRE, le 21 avril 2021, outre l'approbation du code du réseau électrique national de transport en vigueur depuis le 03 janvier 2022, le Conseil de l'ANRE avait approuvé à l'unanimité, le 09 novembre 2021, à Laâyoune, les principes directeurs de la séparation comptable de l'activité du transport d'énergie électrique de l'ensemble des autres activités de l'Office National de l'Electricité et de l'Eau potable (ONEE). A ce titre, l'ANRE veille à la prise en considération de ces principes par l'ONEE, lors de l'élaboration du projet de séparation comptable qu'il devrait soumettre, pour approbation, à l'ANRE, dans les meilleurs délais.

Aussi, et en l'absence jusqu'à présent d'une séparation comptable des activités de l'ONEE, l'ANRE a-t-elle décidé que le schéma de calcul du tarif d'utilisation du réseau de transport envisagé pour la première période de tarification reposera sur la comptabilité analytique utilisée par l'ONEE en tant qu'instrument de gestion interne, basé sur des critères objectifs. Dans ce sens, des lignes directrices ont été indiquées à l'ONEE dans le cadre de la méthodologie tarifaire pour (i) déterminer le montant des coûts efficaces imputables en vue du calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau ; (ii) attribuer les coûts imputables aux différentes catégories d'utilisation du réseau selon des critères objectifs d'origine des coûts.

### **3/ Grands principes de la méthodologie :**

La présente méthodologie se base sur un ensemble de principes éprouvés au niveau national et international veillant aux principes de l'équité et de la transparence et aux exigences du développement du secteur électrique national conformément aux orientations de la stratégie énergétique nationale.



Ce faisant, la méthodologie consacre la mutualisation des coûts efficaces du réseau électrique national de transport, y compris ceux relatifs au renforcement dudit réseau, tout en prônant l'incitation à l'efficacité du système électrique. Elle se réfère également au principe de recouvrement des coûts efficaces du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) qui sont liés à la conduite, l'exploitation, la maintenance, le développement et le renouvellement du réseau électrique national de transport. Ces coûts incluent les charges de capital, y compris une juste rémunération des capitaux investis et les charges d'exploitation y compris les charges liées à la gestion des flux sur ledit réseau, conformément aux dispositions de l'article 15 de la loi n°48-15 précitée.

Compte tenu des spécificités du réseau électrique national, l'ANRE a adopté le principe de péréquation territoriale matérialisé par l'application du « timbre-poste », indépendant de la distance entre les points d'injection et de soutirage, aux différents utilisateurs concernés qu'ils soient producteurs, auto-producteurs, distributeurs ou consommateurs approvisionnés totalement ou partiellement par des producteurs opérant dans le cadre de la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables.

Il est à préciser que le règlement du timbre de transport, qui sera indexé durant cette première période tarifaire sur l'énergie, sera effectué par le client final lorsqu'il s'agit du marché libre et par l'ONEE lorsqu'il s'agit des clients à tarifs réglementés.

L'approche retenue par l'ANRE pour le calcul dudit timbre de transit est de type « *Cost-plus* », en alignement avec les principes précités ainsi que les dispositions de la loi n°48-15 précitée, ce qui permet au GRT de couvrir tous ses coûts autorisés par l'ANRE et de garantir un taux de rémunération équitable de son capital moyennant le coût moyen pondéré de capital qui sera déterminé selon le modèle d'évaluation des actifs financiers.

Dans le même sillage, l'ANRE mettra en place des mécanismes d'accompagnement à travers l'approbation ex-ante des investissements du GRT et des charges d'exploitation autorisées au recouvrement, ainsi que le contrôle ex-post notamment des réalisations des investissements, conformément aux dispositions de la loi n°48-15 précitée.

En ce qui concerne les nouveaux investissements dans le réseau de transport de l'électricité, l'ANRE procède dans le cadre de ses missions, à l'approbation du





programme pluriannuel des investissements dans le réseau de transport couvrant la période 2023-2027, avant leur intégration au niveau de la base d'actifs régulés et ce conformément à une procédure d'activation et de contrôle incitant à l'efficacité et à l'amélioration de la qualité.

Conformément à la législation en vigueur, et parallèlement à la détermination du timbre de transport, la présente méthodologie fixe la détermination du timbre des services système nécessaires pour moduler la production et/ou la consommation électrique. Ces services, qui profitent à l'ensemble des utilisateurs du réseau, sont mis à disposition par le GRT en tant que responsable de l'équilibre et de la stabilité du système électrique, au titre des dispositions de la loi 48-15.

Il y a lieu de préciser que même si le coût de ces services comporte une importante composante fixe, le bénéfice que les utilisateurs en tirent est proportionnel à leur utilisation du réseau. L'ANRE a considéré légitime, au moins lors d'une première période de régulation, d'indexer la rémunération de ces services sur l'énergie. Il est aussi envisagé que le timbre « services système » soit réglé soit par le producteur, lorsqu'il s'agit du marché libre, soit par l'ONEE lorsqu'il s'agit des clients à tarifs réglementés.

#### 4/ Annexes :

Le document de méthodologie tarifaire comporte 4 annexes étayant les éléments de cette méthodologie et portant sur :

- La régulation des investissements futurs,
- Les modalités de calcul du CMPC,
- Les Grilles types des données de calcul du tarif pour la première période de tarification, et
- Les Flux physiques et financiers du marché électrique.



Royaume du Maroc



**anre**

لهيئة الوطنية لضبط الكهرباء  
المملكة المغربية | الجمهورية العربية السورية | المملكة الأردنية الهاشمية | جمهورية مصر العربية  
NATIONAL ELECTRICITY REGULATORY AUTHORITY

# Méthodologie tarifaire de l'utilisation du réseau électrique national de transport

2022

## Chronologie du projet de méthodologie tarifaire

24 Janvier 2022	Lettre de mission et note de service interne du projet
26 Février 2022	Envoi note de Benchmarking au Conseil de l'ANRE
14 Avril 2022	Première réunion avec l'ONEE
25 Mai 2022	Première consultation auprès des membres de la fédération de l'énergie
15 Juin 2022	Seconde consultation auprès des membres de la fédération de l'énergie
07 Juillet 2022	Deuxième réunion avec l'ONEE
15 Juillet 2022	Présentation de la grille des données devant la Commission des Comités Réunis (CCR) de l'ANRE
22 Juillet 2022	Réunion avec les institutions : Ministère de l'Intérieur, Ministère de l'économie et des finances, Ministère de la transition énergétique, Ministère de l'industrie, l'ONEE
03 aout 2022	Troisième réunion avec l'ONEE
12 septembre 2022	Approbation par la Commission des Comités Réunis (CCR) de l'approche globale du projet
27 Septembre 2022	Mise à jour du document selon les différents commentaires
24 Octobre 2022	Consultation publique (site web de l'ANRE)
10 novembre 2022	Courriers, accompagnés du projet de méthodologie tarifaire, envoyés aux Ministère de l'Intérieur, de l'Economie et des Finances, le Ministère chargé de la transition énergétique et le Ministère de l'industrie et du Commerce
22 novembres 2022	Quatrième réunion avec l'ONEE
21 décembre 2022	Présentation de la méthodologie tarifaire, prenant en considération le retour des différentes parties prenantes, au Conseil de l'ANRE.

# SOMMAIRE

<b>1</b>	<b><i>Définitions et acronymes</i></b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b><i>Introduction</i></b> .....	<b>10</b>
<b>3</b>	<b><i>Base légale</i></b> .....	<b>12</b>
<b>4</b>	<b><i>Principes généraux de la méthodologie</i></b> .....	<b>13</b>
4.1	Approche générale.....	13
4.2	Méthode de tarification.....	13
4.3	Coûts à recouvrer.....	13
4.4	Année de référence .....	14
4.5	Périodes de régulation.....	15
4.6	Revenu global Requis.....	15
4.7	Détermination des charges du capital .....	15
4.8	Bilan électrique du réseau de transport .....	15
4.9	Compte de régularisation .....	16
4.10	Vue globale du schéma de régulation tarifaire.....	17
<b>5</b>	<b><i>Caractéristiques du système tarifaire</i></b> .....	<b>18</b>
5.1	Principe du « timbre-poste » .....	18
5.2	Tarification point par point.....	18
5.3	Indexation sur l'énergie injectée/soutirée .....	18
5.4	Absence de modulation saisonnière ou horaire .....	19
5.5	Absence de tarification spécifique.....	19
5.6	Non prise en compte du niveau de tension.....	19
5.7	Services système .....	19
5.8	Non prise en compte de la congestion .....	20
5.9	Traitement des frais de raccordement .....	20
5.10	Traitement des investissements du GRT .....	20
5.11	Traitement des lignes d'interconnexion .....	22



<b>6</b>	<b>Considérations comptables et financières liées à la tarification</b> .....	<b>23</b>
6.1	Principes généraux.....	23
6.2	Délimitations des coûts.....	24
6.3	Règles d'imputations des coûts au réseau de transport .....	25
6.4	Précisions sur les coûts du capital .....	26
6.5	Coûts d'exploitation.....	27
6.6	Précisions sur les coûts des Services Système .....	27
6.7	Fonds de roulement.....	28
6.8	Impôts et contribution versée à l'ANRE.....	28
<b>7</b>	<b>Mise en œuvre de la méthodologie</b> .....	<b>29</b>
7.1	Elaboration du modèle détaillé de tarification.....	29
7.2	Test et approbation du modèle de tarification.....	29
7.3	Révision de la méthodologie de tarification .....	29
	Annexes 1 : Régulation des investissements futurs .....	30
	Annexe 2 : Modalités de calcul du CMPC .....	34
	Annexe 3 : Grille type des données de calcul du tarif pour la période provisoire.....	40
	Annexe 4 : Flux physiques et financiers du marché .....	45



*Handwritten signature or mark in the bottom left corner.*

## Avant-propos

- (1) Depuis sa création, l'ANRE inscrit son action, sous la vision éclairée de SA MAJESTE le ROI MOHAMMED VI que Dieu l'assiste, dans le cadre des principes constitutionnels d'ordre économique et social, notamment des articles 35 et 36 de la constitution révisée en 2011 ainsi que des orientations de la stratégie énergétique nationale appelée à s'accélérer davantage sous l'impulsion des ambitions du nouveau modèle de développement (NMD). Ce dernier ayant placé la régulation forte et crédible du marché de l'électricité au cœur d'une dynamique législative, réglementaire et technique exceptionnelle.
- (2) Le présent document est élaboré par l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité (ANRE). Il fait partie d'une réglementation relative à l'organisation et au bon fonctionnement du secteur électrique national, en particulier le marché libre. Les documents de l'ANRE contiennent des prescriptions, des directives et des recommandations destinées aux opérateurs du secteur, répondant ainsi aux prérogatives qui lui ont été octroyées par la loi 48-15.
- (3) Les documents de l'ANRE sont élaborés par des experts de cette institution en respectant les principes de rigueur, de concertation et de non-discrimination. Ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui y sont contenues ont valeur de décisions de régulation.

Les documents de l'ANRE sont répartis en quatre catégories hiérarchisées :

- décisions du Conseil ;
- documents stratégiques et méthodologiques : document d'orientation générale, etc. ;
- documents de prescriptions : Code
  - du réseau national de transport d'électricité, Code des réseaux de distribution, Méthodologie de tarification du réseau national de transport d'électricité, Code de mesures et comptage, Code de bonne conduite du GRT, etc. ;
- documents d'application incluant les manuels et guides d'utilisation.

Le présent document « METHODOLOGIE DE TARIFICATION DU RESEAU ELECTRIQUE NATIONAL DE TRANSPORT » est un document hybride comportant à la fois une décision (1ère catégorie) et une méthodologie (2ème catégorie).

- (4) L'activité de l'ONEE se subdivise en plusieurs secteurs d'activités : « Production », Transport », « Distribution » et, selon la perspective adoptée, une ou plusieurs autres activités. Le présent document se concentre sur l'activité « Transport d'électricité ».



- (5) En l'absence d'une séparation comptable, le schéma de calcul des coûts envisagé par l'ANRE, pour la première période de tarification, repose sur la comptabilité analytique utilisée par l'ONEE en tant qu'instrument de gestion interne, basé sur des critères objectifs. La comptabilité analytique est un outil de gestion et de pilotage qui reflète les flux financiers de l'Office et sert à apprécier la rentabilité des différentes activités internes.
- (6) Se basant sur la comptabilité analytique de l'opérateur historique, des lignes directrices seront indiquées à l'ONEE dans le cadre de ce document pour :
- déterminer le montant des coûts efficaces imputables en vue du calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau ;
  - attribuer les coûts imputables aux différentes catégories d'utilisation du réseau selon des critères objectifs d'origine des coûts.
- (7) Le présent document adopte le principe de mutualisation des coûts, y compris ceux de renforcement du réseau selon les dispositions du sous-chapitre 5.10 et de l'annexe 4. Exceptionnellement, et pour une première période de régulation, le GRT peut- être autorisé, pour des situations particulières ou des projets présentant des spécificités, à demander des contributions des utilisateurs concernés par ledit renforcement aux coûts de renforcements. La procédure à suivre dans ce cas est explicitée dans l'annexe 4.



# 1 Définitions et acronymes

Dans le cadre du présent document, on entend par :

<b>ANRE</b>	Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité créée en vertu de la loi 48-15 ;
<b>Année de référence</b>	Année retenue, dont les données comptables seront utilisées pour le calcul du tarif ;
<b>Autoproduction</b>	Production de l'énergie électrique exclusivement pour ses propres besoins (Cf. définition loi 82-21)
<b>BAR</b>	Base d'actifs régulés (cf. MAAR) ;
<b>CCR</b>	Commission des Comités Réunion désigne un organe issu du Conseil de l'ANRE ;
<b>Congestion</b>	Incapacité physique temporaire ou définitive du réseau à évacuer l'électricité dans les conditions normales de fonctionnement requises ;
<b>Cost plus</b>	Terme anglais désignant une méthode de calcul du tarif sur la base du coût de revient auquel on ajoute une marge correspondant à la rémunération du capital ;
<b>Contribution à l'investissement</b>	la participation en capital à certaines catégories de coûts, non couverts par le tarif, engendrée par un investissement dans le réseau de transport. Elle est calculée sur une base fixe, en général la puissance installée, caractérisant l'utilisateur du réseau ;
<b>CRENT</b>	Le code du réseau électrique national de transport
<b>GRT</b>	La personne morale responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau électrique national de transport et, le cas échéant, de ses interconnexions avec des réseaux électriques de transport de pays étrangers. La fonction de GRT est actuellement assurée au sein de l'ONEE ;
<b>Haute Tension (HT)</b>	Niveau de tension nominale supérieur ou égale à 60 kV et inférieure à 150 kV
<b>Horo-saisonnier</b>	la variation en fonction de l'heure et/ou la saison ;



<b>MAAR</b>	Le montant d'actifs autorisés à la rémunération, désigne la valeur totale des actifs utilisée par l'ANRE pour calculer la rémunération du capital du gestionnaire du réseau.
<b>Marché Libre d'électricité</b>	Le marché sur lequel tout fournisseur - toute personne, physique ou morale qui produit ou achète de l'électricité en vue de sa revente partielle ou totale - peut, conformément à la législation et la réglementation en vigueur et notamment la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables et les textes pris pour son application, commercialiser l'énergie électrique à l'intérieur du Maroc et/ou l'exporter à l'étranger.
<b>Marché Réglementé d'électricité</b>	L'ensemble des utilisateurs du réseau électrique national de transport fournis en électricité dans le cadre des tarifs réglementés.
<b>Non-discrimination</b>	Signifie que le tarif payé par les utilisateurs n'est pas lié à leur usage final de l'électricité mais aux coûts qu'ils engendrent sur le réseau ;
<b>Période de régulation</b>	Durée d'application de la méthodologie tarifaire ;
<b>ONEE</b>	Office National de l'Electricité et de l'Eau potable
<b>Première période de régulation</b>	Période commençant en janvier 2023 et se terminant en décembre 2025 ;
<b>Producteur</b>	Toute personne morale ou physique qui produit l'électricité en vue de sa revente totale ou partielle conformément aux dispositions légales et réglementaires ;
<b>Réseau de transport</b>	L'ensemble des installations servant au transport de l'électricité à une tension nominale supérieure ou égale à 60 KV établi sur le territoire marocain y compris les postes d'interconnexion, de transformation et de sectionnement ;
<b>Services Système</b>	L'ensemble de services permettant au GRT de maintenir la fréquence, la tension et les échanges transfrontaliers avec les pays voisins dans leurs aux moyens mis à la disposition du système ainsi que la gestion de l'intermittence des énergies de sources renouvelables raccordées aux réseaux électriques très haute tension, haute tension, moyenne tension et basse tension, à savoir : (i) réserves primaire et secondaire; (ii) réserve tertiaire : réserve froide rapide à l'arrêt et la réserve à



l'arrêt ; (iii) équilibrage offre-demande ; (iv) écrêtement au-delà des seuils réglementaires.

**Très Haute Tension (THT)**

Niveau de tension nominale supérieur ou égale à 150 KV

**Principe « Timbre-poste »**

le tarif est fixé indépendamment de la distance entre les points d'injection et de soutirage de l'électricité ;

**Valeur historique**

Désigne la valeur initiale de construction ou d'achat d'un bien, d'un équipement ou d'un service.



*Handwritten mark*

## 2 Introduction

Dans le cadre de la stratégie énergétique nationale lancée en 2009, et afin d'accroître l'attractivité du secteur des énergies renouvelables et favoriser le développement d'un écosystème opérant dans la production de l'électricité verte, le Maroc s'est doté d'un cadre légal et institutionnel adapté. Ainsi la Loi 13-09 relative à la production d'électricité à partir de sources renouvelables et le projet de loi 82-21 portant sur l'autoproduction sont venus introduire des éléments concurrentiels et une ouverture progressive du marché de production d'électricité. La loi 48-15 est venue, quant à elle, instaurer un cadre de régulation spécialisé du secteur de l'électricité et créer une institution, l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANRE), chargée de veiller au bon fonctionnement du marché libre de l'électricité notamment à travers la définition des règles d'accès et de tarification des réseaux de transport et de distribution.

Le cadre actuel prévoit la coexistence d'un marché libre et d'un marché réglementé. Il n'impose pas, tout de suite, la séparation juridique des différentes activités au sein de l'ONEE. Ainsi, la gestion du réseau de transport et celle de la distribution au sein de l'ONEE continuent, au moins pour une période transitoire, à faire partie d'une entité verticalement intégrée, comportant les trois grandes activités traditionnelles d'un système électrique : production, transport et distribution.

Dans cette organisation du système électrique national, il y aura, d'une part, des producteurs privés qui pourront approvisionner leurs clients privés à travers le réseau de Transport et ceux de la distribution, selon le cas et, d'autres part, un gestionnaire du réseau de transport et des gestionnaires des réseaux de distribution qui auront le monopole sur leurs périmètres géographiques respectifs.

Dans cette configuration, se pose la question des conditions techniques et économiques de l'utilisation des réseaux qui va conditionner, pour une large part, le bon fonctionnement du système de manière générale et l'émergence viable d'une filière de production privée d'électricité.

A cet égard, la loi 48-15 dispose, dans son article 14, que « ...le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport et les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution sont fixés, selon les modalités fixées au présent chapitre, par l'ANRE ». L'article suivant définit les composantes des coûts à prendre en considération dans la fixation du tarif.

Dans ce contexte, et dans la perspective de la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux au sens de l'article 15 de la loi 48-15, l'ANRE se propose d'arrêter, dans un premier temps, à travers ce document les grands principes de tarification.

Pour se faire, l'ANRE a travaillé en étroite concertation avec les acteurs concernés. Elle a procédé à des auditions et a tenu de nombreuses réunions avec l'opérateur historique, les représentants des distributeurs, des développeurs et des consommateurs. Ces auditions ont permis d'avoir un large retour d'expériences sur les tarifs existants et de recueillir l'avis des concernés sur les grands principes qui pourraient constituer la base de la tarification envisagée. L'ANRE a également organisé une consultation publique le 24 Octobre 2022, afin de recueillir l'opinion de tous les acteurs concernés.



*Handwritten signature or mark in blue ink.*

### 3 Base légale

En vertu de l'article 14 de la loi 48-15, l'ANRE a reçu le mandat de fixer le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport selon les modalités arrêtées au chapitre V du titre premier de ladite loi. Dans le cadre de la mise en œuvre de ces dispositions, l'ANRE estime nécessaire, préalablement à la fixation du tarif, d'élaborer, après concertation avec le GRT et consultation des utilisateurs, une méthodologie de tarification de l'utilisation du réseau électrique national de transport.

Conformément à l'article 15 de la loi 48-15, les éléments à prendre en compte dans la fixation du tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport sont les suivants :

- Les coûts liés à la conduite, l'exploitation, la maintenance, le développement et le renouvellement du réseau électrique national de transport. Ces coûts incluent les charges de capital, y compris une juste rémunération des capitaux investis ainsi que les charges d'exploitation, y compris les charges liées à la gestion des flux sur le réseau ;
- Une contribution proportionnelle aux sommes perçues par le gestionnaire du réseau électrique national de transport et par les gestionnaires de réseau électrique de distribution au titre respectivement du tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport et des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension ;
- Les coûts échoués, le cas échéant.



## 4 Principes généraux de la méthodologie

### 4.1 Approche générale

Au regard du contexte global du projet de tarification, l'approche adoptée par l'ANRE se devait d'être à la fois rigoureuse, en présentant une démarche globale, transparente et cohérente mais aussi pragmatique et incitative à la gestion efficiente du réseau de Transport et permettant de se placer d'emblée dans le cadre de la loi et les règles qu'elle impose.

Les principales étapes de cette approche sont les suivantes :

- Benchmarking des méthodologies utilisées dans d'autres pays en veillant à prendre en considération les spécificités et la stratégie globale du Maroc en matière d'électricité ;
- Concertations avec toutes parties prenantes intervenant dans le secteur électrique national ;
- Consultation publique sur le site web de l'ANRE pour permettre à la fois aux intervenants et au public de réagir par écrit sur le document ;
- Evaluation des remarques en vue de leur prise en compte dans la version finale du document ;
- Approbation et publication de la méthodologie tarifaire.

### 4.2 Méthode de tarification

Pour une première période de tarification, il est d'usage d'utiliser la méthode « Cost-plus » qui a vocation à permettre au gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRT) de couvrir tous les coûts, autorisés par l'ANRE, engendrés par l'activité de transport d'électricité. Les coûts intègrent, entre autres, les projections d'investissements validés par l'ANRE. Un compte de régularisation des charges et produits permet d'ajuster les écarts constatés entre le prévisionnel utilisé pour le calcul et la réalité constatée.

Bien que ce principe de couverture des coûts du gestionnaire du réseau ne soit pas aisé à concilier avec une efficacité économique parfaite, l'ANRE mettra en place des mécanismes d'accompagnement permettant de pallier les inconvénients de ce principe : concertation avec toutes les parties prenantes, validation ex ante des investissements et des charges d'exploitation autorisées au recouvrement, contrôle ex post des investissements, etc.

### 4.3 Coûts à recouvrer

Les tarifs d'utilisation du réseau national de transport seront calculés à partir de l'ensemble des coûts du réseau mentionnés dans l'article 15 de la loi 48-15, tels qu'ils résultent, en particulier, de la comptabilité générale dissociée de l'activité de transport de l'opérateur historique, tel qu'elle devra être communiquée à l'ANRE par l'ONEE. Cependant, pour la première période de tarification, et pour les raisons invoquées ci-dessus, les données pertinentes seront extraites de la comptabilité analytique de l'Office.



Il s'agit, notamment, des coûts suivants :

- charges d'exploitation : les données retenues par l'ANRE seront celles transmises par l'ONEE après des échanges avec ce dernier et validation par le Conseil. Le montant final de ces charges s'entend net des recettes accessoires encaissées à divers titres par le GRT ;
- charges de capital : les charges de capital se composent d'une part d'une dotation aux amortissements calculée selon le mode linéaire sur la durée de vie économique des ouvrages, et d'autre part, d'une rémunération financière calculée sur la valeur au 1er janvier de l'année de référence des actifs. Les durées de vie seront celles appliquées par l'ONEE dans sa comptabilité générale aux divers actifs telles qu'elles sont précisées en annexe des comptes de synthèse annuels de l'Office, sauf décision contraire motivée de l'ANRE. Concernant les charges liées à l'investissement futur, seuls les investissements ayant fait l'objet d'une approbation de l'ANRE seront pris en considération dans le calcul du tarif. Pour des investissements portant sur plusieurs années, et afin de lisser l'impact sur le tarif, la part prise en compte pour la période en cours est la quote-part de cette période du programme d'investissement quinquennal approuvé par l'ANRE (voir détail dans l'annexe 2) ; le reste de cette portion serait alors étalé sur les périodes suivantes ;
- charges des services système : les charges liées aux services système incluent notamment les coûts relatifs aux dispositifs de réglage et d'équilibrage, y compris le contrôle de fréquence, ainsi que ceux nécessaires à la constitution des réserves d'exploitation, conformément à la définition de ces charges donnée plus-haut. Sont exclus du périmètre de ce document les coûts des pertes d'énergie qui sont compensés conformément aux dispositions du CRENT.

#### 4.4 Année de référence

L'année de référence correspond à l'exercice civil dont les données sont utilisées pour le calcul des différents paramètres nécessaires à la fixation du tarif. Dans le contexte national, cette date devrait correspondre à l'année qui a servi à la séparation comptable de l'activité de transport des autres activités de l'ONEE.

A signaler que les travaux nécessaires à la séparation comptable des activités de l'ONEE prendront probablement près de deux ans. Par conséquent, il n'est pas possible de se baser sur la séparation comptable, notamment celle de l'activité du transport d'électricité, pour définir la structure tarifaire applicable pendant la première de période tarification.

Dans ces conditions, l'ANRE décide de se baser sur les données de la comptabilité analytique de l'ONEE pour établir le tarif en question, tout en mettant en œuvre les mécanismes de contrôle qui sont à sa disposition pour vérifier la pertinence et la crédibilité des données qui lui sont fournies.

Pour les raisons ci-dessus, et afin d'éviter des variations brutales et lisser d'éventuels revenus/coûts exceptionnels, il est prévu de fonder la proposition tarifaire du réseau de transport durant la première période de régulation sur les données issues de la comptabilité analytique de l'ONEE pour les années 2019 et 2021 (l'année 2020 étant une année particulière en raison de la pandémie du Covid). Les données de la comptabilité analytiques prises en considération doivent être cohérentes avec les données des comptes légalement déposés pour les années concernées.





## 4.5 Périodes de régulation

La période de régulation désigne la durée pendant laquelle la méthodologie tarifaire et le tarif qui en découle ne font l'objet d'aucune révision. Les principaux paramètres sont en général constants durant cette période. Seuls quelques ajustements, à travers le compte de régularisation, prévus dès le début de la période, peuvent être appliqués. Cette notion est importante pour donner de la visibilité aux différents intervenants du secteur.

Pour la première période de régulation, sa durée est fixée à 36 mois durant lesquels le tarif ne subira aucune révision. Lors de la période suivante, l'ANRE procédera à une révision de la méthodologie et/ou de la structure tarifaire en utilisant l'audit des comptes dissociés du GRT et en s'appuyant sur l'expérience acquise, les besoins du marché, les intérêts des consommateurs, des investisseurs et des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. Une consultation préalable sera alors lancée par l'ANRE dans ce sens.

## 4.6 Revenu global Requis

Dans le cadre de la méthode adoptée, Cost-plus, l'ANRE détermine le revenu annuel requis pour le GRT durant la période de régulation. Ce revenu sera ensuite utilisé pour fixer le tarif de la période.

Le revenu global requis (RGR) se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges du capital autorisés (CPA), de la contribution versée à l'ANRE (CVA), auxquelles : on soustrait les revenus non tarifaires (RNF) :

$$RGR = CNE + CVA + CPA - RNF$$

RNF désigne, entre autres, les services rendus au tiers par l'activité de transport tel que la location de la fibre optique, peines et soins, subventions, etc.

## 4.7 Détermination des charges du capital

Les charges du capital se composent d'une part, d'une dotation aux amortissements calculée selon le mode linéaire sur la durée de vie économique des ouvrages, selon les dispositions du chapitre 6, et d'autre part d'une rémunération financière ayant comme base la valeur historique des ouvrages diminuée des amortissements (pour plus de détails, se référer au chapitre 6). Le taux de rémunération sera estimé en utilisant le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), WACC en anglais.

## 4.8 Bilan électrique du réseau de transport

L'évaluation de l'énergie transportée prise en considération dans le calcul du tarif se fera selon la formule suivante :

$$E_{T,R} = E_{Injectée} + E_{Importée} - E_{Pertes} - E_{Tech}$$



$E_{T,R}$  : correspond à la quantité d'énergie totale du système, sur une année, prise en compte dans le calcul du tarif ;

$E_{Injectée}$  : désigne la quantité d'énergie injectée dans le réseau national de transport ;

$E_{Importée}$  : quantité d'énergie importée en utilisant les interconnexions ;

$E_{Pertes}$  : correspond aux pertes d'énergie correspondant au taux fixé au début de la période de régulation ;

$E_{Tech}$  : correspond à l'énergie consommée pour des considérations techniques (y compris la consommation des inductances, compensateurs, etc.). Cette énergie peut être nulle si elle est prise en compte dans le terme  $E_{Pertes}$  (c'est le cas lors de la première période de régulation).

Nonobstant toutes autres dispositions de régulation, dans le code réseau ou les cahiers des charges, les pertes d'énergies considérées sont celles évaluées par le GRT et validées par l'ANRE selon les mécanismes de contrôle prévus par la loi 48-15. Elles sont exprimées sous forme de pourcentage à ajouter à l'énergie qui doit être livrée par le GRT pour le compte d'un producteur.

#### 4.9 Compte de régularisation

Afin de prendre en considération d'éventuels écarts entre les données utilisées pour la période de régulation en cours et les données réellement constatées pour la même période, il est prévu de créer un compte de régularisation permettant d'enregistrer les écarts significatifs. Ce compte permettra aussi l'enregistrement des revenus ou des dépenses imprévues intervenant durant la période de régulation en cours. Le solde de ce compte à la fin de la période de régulation en cours sera pris en compte dans le calcul du tarif de la période suivante. Pour le bon fonctionnement de ce mécanisme, l'ANRE se réserve le droit :

- d'effectuer des contrôles à posteriori pour s'assurer du caractère réel efficace des données dont le GRT demande l'enregistrement ;
- de lisser l'apurement du compte sur plusieurs périodes en cas de solde important ;

## 4.10 Vue globale du schéma de régulation tarifaire

La figure ci-dessous résume l'ensemble de la méthodologie.

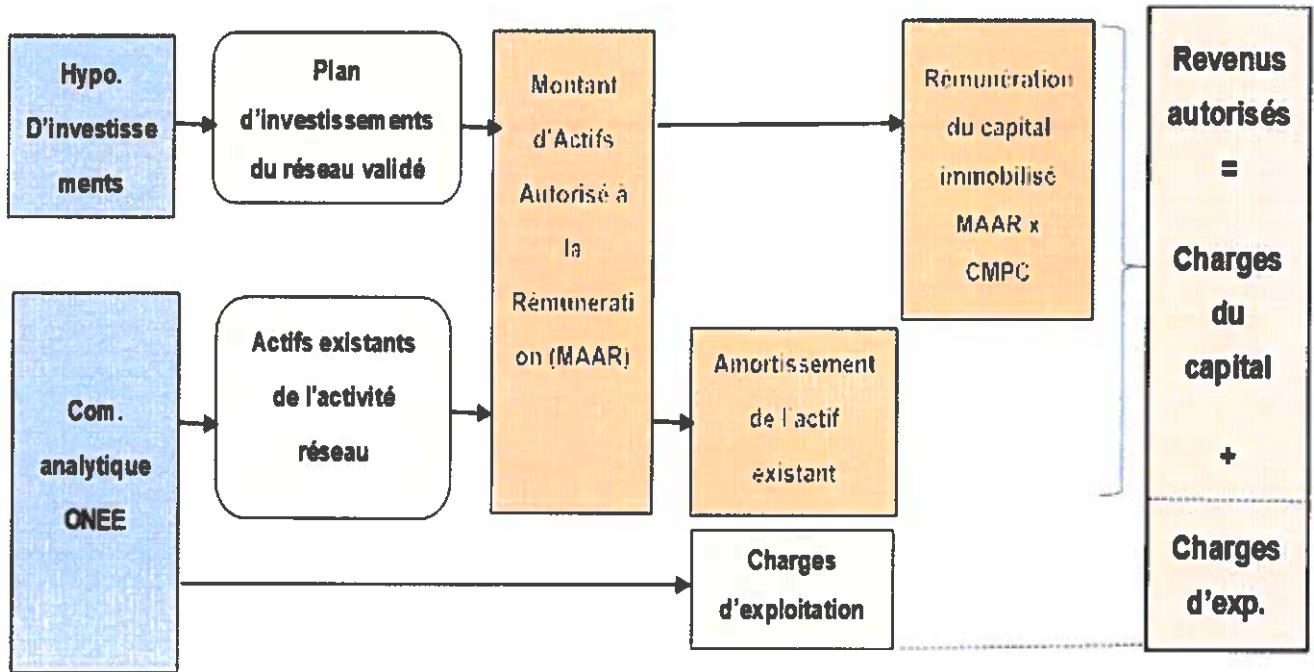


Figure 1 Schéma de régulation tarifaire de l'ANRE

## 5 Caractéristiques du système tarifaire

### 5.1 Principe du « timbre-poste »

Compte tenu des spécificités du réseau national et afin de donner une visibilité à tous les acteurs, il a été décidé d'adopter le principe de « **timbre-poste** » indépendant de la distance entre injection et soutirage. Les utilisateurs concernés sont tous les opérateurs (producteurs, distributeurs et consommateurs approvisionnés totalement ou partiellement par des producteurs opérant dans le cadre de la loi 13-09) qui peuvent bénéficier du droit d'accès au réseau électrique national de transport. Le timbre-poste pourrait donc être payé soit au titre de l'injection, soit au titre du soutirage. Pour des considérations d'ordre économique et pratique, il est envisagé que le paiement du timbre-poste de transport se ferait par le client final lorsqu'il s'agira du marché libre ou l'ONEE lorsqu'il s'agit des clients à tarif réglementé. Lorsqu'un utilisateur est à la fois client sur le marché libre et sur le marché à tarifs réglementés, il sera responsable du règlement du timbre transport pour la partie d'énergie consommée sur le marché libre, l'ONEE se chargera de régler, au GRT, le timbre transport pour la partie consommée par l'utilisateur en tant que client à tarif réglementé.

L'énergie importée par l'ONEE est assimilée à une énergie produite pour les besoins des clients à tarif réglementé. L'ONEE règlera donc au GRT le timbre transport pour la quantité d'énergie importée.

L'énergie autoproduite et consommée sur site n'est pas soumise au timbre transport. L'énergie autoproduite et injectée sur le réseau, dans le cadre des dispositions relatives à l'excédent, est soumise au timbre de transport.

Un schéma illustratif des flux physiques et financiers entre le marché libre, le marché réglementé et le GRT figure en annexe 4.

### 5.2 Tarification point par point

Durant cette première période de régulation, et afin de simplifier la mise en œuvre de la tarification pour tous les acteurs, il a été retenu d'adopter une tarification « **point par point** », c'est-à-dire s'appliquant par point de connexion au réseau. Le regroupement tarifaire de différents points de connexion, par conséquent, n'est pas envisagé durant la première période de régulation.

### 5.3 Indexation sur l'énergie injectée/soutirée

Même s'il est évident que les coûts liés au service de transport d'électricité comportent une part fixe importante, le bénéfice que les clients en tirent est proportionnel à l'énergie injectée ou soutirée. Par ailleurs, pour une première période de régulation, il est largement admis d'utiliser **l'énergie comme paramètre de tarification**.



Pour les périodes de régulation ultérieures, et en fonction du développement du réseau et de son utilisation, l'ANRE examinera la faisabilité d'un système de tarification comportant une part fixe fonction de la puissance souscrite, et une part variable dépendant de la quantité d'énergie injectée/soutirée.

#### 5.4 Absence de modulation saisonnière ou horaire

Dans l'état actuel des connaissances du réseau, il n'est pas démontré une influence saisonnière significative sur les coûts du réseau de transport, exception faite de celle sur les pertes du réseau (effets joule et pertes de transformation) qui est déjà prise en compte dans le calcul du taux moyen de perte fixé dans le CRENT. Dans ces conditions, il a été retenu de ne pas « saisonnaliser » le tarif. La modulation horaire revient, quant à elle, à prendre en considération les phénomènes de congestion qui seront examinés ci-dessous.

#### 5.5 Absence de tarification spécifique

Le principe de non-discrimination entre les différents utilisateurs implique que la même structure tarifaire doit être appliquée à tous les utilisateurs du réseau. En cas de spécificité avérée, l'ANRE en tiendra compte, après une étude détaillée, lors des prochaines périodes de régulation.

#### 5.6 Non prise en compte du niveau de tension

S'agissant d'une première structure tarifaire destinée à faciliter rapidement la mise en œuvre du tarif d'accès et d'utilisation du réseau électrique national de transport, l'ANRE se propose de construire le tarif lors de cette première période de régulation sur la base des conditions d'utilisation moyenne du réseau, caractérisée par le flux moyen d'énergie qui transite dans le réseau électrique de transport sans tenir compte du niveau de tension. Pour les prochaines périodes de régulation, l'ANRE examinera les mécanismes les plus appropriés en vue de dissocier le tarif d'utilisation du réseau THT de celui correspondant au réseau HT et fera des propositions dans ce sens.

#### 5.7 Services système

Le gestionnaire du réseau électrique national de transport, le GRT, est responsable, au titre de l'article 2 de la loi 48-15, de l'équilibre et de la stabilité du système. A cet égard, il met en place des services système (contrôle de tension, réserves d'équilibrage primaire et secondaires pour le contrôle de la fréquence, tertiaire pour l'ajustement et fourniture de l'énergie réactive). Ces services profitent à l'ensemble des utilisateurs du réseau, y compris ceux en autoproduction. Même si le coût de ces services comporte une importante composante fixe, le bénéfice que les utilisateurs en tirent est proportionnel à leur utilisation du réseau. Il est donc légitime, au moins lors d'une première période de régulation, d'indexer la rémunération de ces services sur l'énergie. Il est aussi envisagé que le timbre « services système » soit réglé soit par le producteur, lorsqu'il s'agira du marché libre, soit par l'ONEE lorsqu'il s'agit des clients à tarifs réglementés.



*Alkadi*

L'énergie produite dans le cadre des Services Système, réserves primaires et secondaires, est exonérée du timbre des Services Système. L'énergie produite dans le cadre de la réserve tertiaire peut-être exonérée sous certaines conditions qui seront explicitées lors du traitement des données nécessaires à la détermination du tarif.

L'énergie importée par l'ONEE est assimilée à une énergie produite pour les besoins des clients à tarif réglementé. L'ONEE règlera donc au GRT le timbre Services Système pour la quantité d'énergie importée exception faite de la part d'énergie importée dans le cadre des Services Système (cf. plus haut).

L'énergie autoproduite qu'elle soit injectée sur le réseau, dans le cadre des dispositions relatives à l'excédent, ou consommée sur site est assujettie au timbre Services Système.

## 5.8 Non prise en compte de la congestion

Dans le cadre d'une première période de régulation du tarif, il paraît préférable de mutualiser les charges liées à la congestion et de les intégrer dans les services système. L'ANRE veillera à éviter toute redondance avec les investissements en renforcement ou extension de réseau. Il n'est pas exclu que dans une prochaine période de tarification, l'ANRE puisse adopter la modulation du timbre-poste en fonction des zones de congestion dans le réseau électrique national de transport. Cette modulation fera l'objet d'une étude détaillée puis d'une concertation avec le GRT et les utilisateurs.

## 5.9 Traitement des frais de raccordement

Les coûts liés au raccordement direct de l'installation au réseau, y compris les équipements annexes nécessaires au raccordement, sont intégralement facturés à l'utilisateur. Les limites de responsabilité définissant le raccordement se réfèrent aux dispositions du code de réseau en la matière.

Les éventuels coûts indirects, y compris les coûts de renforcement du côté du réseau de transport, ne seront pas facturés à l'utilisateur en question et seront mutualisés et pris en compte dans le calcul du tarif. Cependant, et par dérogation à ce principe, certains coûts de renforcements peuvent avoir un traitement spécifique selon les dispositions de l'article 5.10 ci-après.

## 5.10 Traitement des investissements du GRT

Les réseaux, en tant que monopoles naturels, sont régulés en termes d'accès, d'utilisation et de tarif. Les investissements et l'innovation dans les réseaux ne peuvent donc pas être régis par des mécanismes classiques du marché car les décisions d'investissement ne reposent pas sur un rendement attendu. En effet, le sous-investissement dans les infrastructures de réseau peut aggraver les défis et les risques existants et futurs auxquels est confronté le secteur d'électricité.

Le principal rôle de l'ANRE en tant que régulateur indépendant est d'agir en tant que garant de l'intérêt général. En ce sens, elle consacre une attention toute particulière aux investissements futurs pour, au moins,



deux raisons : i) ils permettent au gestionnaire du réseau d'assurer ses missions notamment en garantissant la fiabilité et la sécurité du réseau et, ii) les projets d'investissements entraînent inévitablement d'importants coûts fixes pour les utilisateurs du réseau qu'il faut tarifier de manière efficace et équitable.

A cet effet, la présente méthodologie prévoit un traitement spécifique permettant d'allier ces deux objectifs.

- (1) Les capitaux nécessaires aux investissements futurs, validés par l'ANRE, seront portés à l'actif et seront rémunérés selon les règles du présent document ;
- (2) Afin de bénéficier d'un recouvrement, qu'il soit tarifaire ou non tarifaire (par exemple à travers des contributions en capital des utilisateurs du réseau), les investissements doivent obligatoirement être activés selon des règles spécifiques détaillées dans l'annexe 2 ;
- (3) Considérant que les investissements peuvent avoir des objectifs spécifiques et des horizons temporels différents, il est prévu, dans le cadre de ce document, de répartir les investissements en trois catégories : i) la catégorie I qui regroupe les investissements de renforcement et d'extension de capacité ; ii) la catégorie II dédiée aux investissements de remplacement standard et, iii) la catégorie III qui inclut les investissements exceptionnels, de par leur nature légale et/ou technico-économique, ou de par la nécessité de les exécuter en urgence.
- (4) En principe, les investissements à long terme, i.e. dont la durée totale de réalisation excède 3 années, sont considérés dans la catégorie I. Les investissements à court terme, dont la durée totale de réalisation est inférieure à 3 années, peuvent être classés dans la catégorie I ou II.
- (5) En sus des obligations légales en matière d'investissements, il appartient au gestionnaire du réseau de présenter à l'ANRE son plan d'investissements éligible au recouvrement, tarifaire ou non tarifaire, au début de chaque période de régulation selon les modalités du point précédent. L'ANRE évalue la catégorisation demandée par le GRT sur la base d'éléments objectifs puis décide de la catégorisation finale qui sera retenue pour le recouvrement.
- (6) Les investissements de la catégorie I et II sont activés puis intégrés dans le MAAR et rémunérés, par le tarif, selon les modalités de l'annexe 2. Le recouvrement des coûts d'investissement de la catégorie III peut s'effectuer à travers des contributions en capital, selon des règles équitables définies dans une procédure spécifique élaborée par l'ANRE, des utilisateurs du réseau. Les investissements de la catégorie III qui n'ont pas été admis au recouvrement non tarifaire pour la période tarifaire en cours sont inscrits sur le compte de régularisation et seront rémunérés par le tarif lors de la période de régulation suivante.



*Handwritten mark*



- (7) Pour les investissements de la catégorie III, il est possible d'adopter un recouvrement mixte : une part recouvrée par le tarif et l'autre part par des contributions directes. Dans ce cas, les contributions seront comptabilisées en tant que revenus sur le compte de régularisation. La part des futurs actifs financée par des contributions directes ne donne pas droit aux dotations d'amortissement.
- (8) Dans le cadre du contrôle ex-post effectué par l'ANRE, les investissements ayant bénéficié d'un recouvrement et n'ayant pas été exécutés ou qui ont été exécutés mais en ayant subi un retard de réalisation de plus de 6 mois, seront enregistrés dans le compte de régularisation et imputés en tant que revenus pour la période de régulation suivante. Une procédure spécifique fixera les modalités de l'enregistrement en fonction de chaque cas (non réalisation, réalisation mais avec un retard, etc.). L'ANRE se réserve le droit de majorer les trop-perçus par un taux équivalent au CMPC, calculé selon les modalités de l'annexe 3. Elle peut aussi décider de ne pas tenir compte du retard de réalisation lorsqu'il est dûment justifié ;
- (9) Lorsque le coût effectif d'investissement est supérieur de plus de 5% au coût estimé ayant servi de base pour le recouvrement, l'ANRE peut autoriser l'enregistrement du surcoût constaté sur le compte de régularisation sous réserve que le GRT justifie objectivement ce surcoût. En revanche, lorsqu'il est inférieur, l'ANRE autorise, tout en veillant à la qualité de service requise du réseau, le gestionnaire du réseau à garder, au titre d'incitation à l'efficacité, 50% de l'écart constaté, les 50% restant seront enregistrés sur le compte de régularisation en tant que revenus et imputés sur le tarif de la période de régulation suivante.

### 5.11 Traitement des lignes d'interconnexion

Dans l'état actuel d'utilisation des interconnexions, on peut raisonnablement affirmer qu'elles profitent à tous les utilisateurs. Il serait, par conséquent, logique de considérer que les charges correspondant au développement et à l'exploitation des interconnexions sur l'ensemble des utilisateurs sont déjà intégrées dans le tarif de vente de l'ONEE.

## 6 Considérations comptables et financières liées à la tarification

### 6.1 Principes généraux

- (1) La loi 48-15, et le modèle d'utilisation du réseau qui en découle, prévoient la séparation comptable de l'activité du réseau de transport d'électricité des autres activités de l'opérateur historique. Cette séparation permettrait à l'ANRE d'identifier les coûts liés à l'activité de transport et d'en déduire le tarif qui permettrait la rémunération de l'accès et de l'utilisation dudit réseau en veillant aux principes de transparence, de non-discrimination et de causalité des coûts.
- (2) En l'absence d'une séparation comptable, dont le projet est en cours, l'ANRE envisage, comme indiqué ci-dessus, d'utiliser la comptabilité analytique globale de l'opérateur historique en vue d'en extraire et/ou en déduire les différents coûts liés à l'activité de transport d'électricité.
- (3) La comptabilité analytique est, en général, menée sur la base des coûts complets en tenant compte d'une juste rémunération du capital investi (y compris un bénéfice adéquat), ainsi que de l'imputation complète des coûts opérationnels de chaque niveau de réseau. L'ANRE n'ayant pas un accès direct au système de comptabilité analytique de l'ONEE, il convient de noter que tout le schéma de calcul du tarif repose sur les données qui sont transmises par l'ONEE. Néanmoins, en cas d'incohérences manifestes des données transmises, l'ANRE se réserve le droit d'utiliser des données normatives selon les dispositions de ce document.
- (4) La délimitation et l'attribution des coûts doivent être effectuées de façon non discriminatoire, pertinente, uniforme, compréhensible et selon le principe de causalité. Les coûts qui ne peuvent pas être attribués directement doivent être répartis proportionnellement, sur la base des valeurs effectives, entre le réseau de transport d'électricité et les autres activités au moyen de clés de répartition selon les principes mentionnés précédemment.
- (5) Les frais administratifs généraux doivent, ainsi, être répartis entre le réseau de transport et les autres activités de l'ONEE moyennant une ou plusieurs clés de répartition respectant les principes précédents.
- (6) Les clés de répartition doivent être fixées par écrit avec des arguments vérifiables. Les subventions croisées sont interdites. Les revenus des prestations pour des tiers, qui sont fournies au moyen de l'infrastructure du réseau de transport d'électricité, comme les locations (fibre optique par exemple) ou les droits d'utilisation sur des tracés ou des conduites vides, doivent être traités selon les mêmes principes et crédités à l'activité du réseau de transport d'électricité.
- (7) De manière générale, l'ONEE devra veiller, autant que possible, au respect des recommandations déjà transmises dans le cadre d'une décision du Conseil de l'ANRE portant sur la séparation comptable.



## 6.2 Délimitations des coûts

Des délimitations physiques et temporelles sont nécessaires pour la détermination des coûts de l'activité de transport d'électricité. La délimitation dans le temps à considérer dans le cadre de ce document est celle déjà appliquée pour les comptes financiers. Pour des considérations économiques, l'ANRE utilisera les deux dernières périodes, dont les données sont disponibles, 2019 et 2021 (l'année 2020 ayant été une année particulière en raison de la pandémie). Concernant la délimitation matérielle, le périmètre physique, celui actuellement utilisé dans le cadre de la comptabilité analytique sera utilisé moyennant des retraitements à définir selon le besoin.

L'utilisation de la comptabilité analytique au lieu de la comptabilité générale issue de la séparation comptable pour la détermination du tarif impose une mise en correspondance entre les deux lorsque cela est possible. Dans le cas contraire, des calculs seront alors nécessaires pour garantir la cohérence entre les données financières et les données comptables (c'est le cas par exemple des amortissements, intérêts et impôts calculés).

A cet égard, deux catégories de coûts et de revenus sont à distinguer :

- coûts identiques aux charges / revenus identiques aux produits : ils regroupent toutes les catégories de coûts et de revenus que l'on retrouve avec le même montant (dans l'exercice temporel adopté) dans la comptabilité financière (p. ex. les salaires, le matériel, les prestations de tiers, y compris les coûts de réseaux situés en amont, les chiffres d'affaires) ;
- coûts calculés : les coûts calculés diffèrent des chiffres figurant dans la comptabilité financière ; ils permettent la présentation du résultat d'exploitation dans la comptabilité analytique.

## 6.3 Règles d'imputations des coûts au réseau de transport

Catégorie des coûts	Attribution directe des coûts	Attribution des coûts selon d'autres critères
<b>Coûts calculés du capital de l'infrastructure des réseaux</b>		
Amortissements calculés de l'infrastructure des réseaux	x	
Intérêts calculés de l'infrastructure des réseaux	x	
Intérêts calculés des installations en cours de Construction		Traitement spécifique des investissements
<b>Coûts d'exploitation des réseaux</b>		
Exploitation du réseau	x	
Entretien	x	
Autres coûts		Au cas par cas
Pertes actives des réseaux propres		Compensation en nature (code du réseau)
<b>Coûts des services-système</b>		
<b>Coûts liés aux services système</b>		x
<b>Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage</b>		
<u>Coûts des systèmes de mesure intelligents</u>		
Amortissements calculés		Au cas par cas
Intérêts calculés		Au cas par cas
Prestations de services de mesure		Au cas par cas
Autres coûts		Au cas par cas
<u>Coûts des autres systèmes de mesure et d'information</u>		
Amortissements calculés	x	
Intérêts calculés	x	
Prestations de services de mesure	x	
Autres coûts		Au cas par cas
<u>Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents</u>		
Amortissements calculés	x	
Intérêts calculés	x	
Rétribution aux producteurs suite à des mesures d'écrêtements	x	
Autres coûts		Au cas par cas
<b>Frais généraux administratifs et commerciaux des réseaux</b>		
Direction, administration		Répartition avec clés
Commercialisation		Répartition avec clés
Intérêts calculés du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation		Répartition avec clés
Contrôle d'installation (partie souveraine)		Répartition avec clés
Autres coûts		Au cas par cas

<b>Impôts directs</b>		
Impôt sur les bénéfices identiques aux charges		x
Impôt sur les bénéfices calculés		x
Impôt sur le capital		x
<b>Contributions et redevances</b>		
Contribution versée à l'ANRE au sens de la loi 48-15 (art. 9)	x	

## 6.4 Précisions sur les coûts du capital

- (1) Les coûts du capital sont répartis en deux catégories distinctes :
  - les amortissements calculés permettant de dégager des ressources pour le renouvellement des actifs immobilisés ;
  - la rémunération équitable du capital investi (capitaux propres et dettes).
- (2) Sauf indication contraire explicite, les coûts du capital sont déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction (ci- après appelés valeurs d'acquisition) des installations existantes, que l'ONEE ait fourni lui-même la prestation ou qu'il l'ait commandé auprès d'entreprises tierces. Dans les coûts de construction sont aussi compris les coûts d'étude des projets, de planification et d'installation.
- (3) Les amortissements sont effectués de manière linéaire sur une durée d'amortissement définie par classe d'immobilisations, uniforme et réaliste. Dans le cadre de ce document, les durées d'amortissement adoptées sont celles utilisées par l'ONEE (sauf décision contraire motivée de l'ANRE). Le début de l'amortissement correspond à la date de la mise en service. Lorsqu'une installation est totalement amortie et que sa valeur résiduelle est de zéro, plus aucun amortissement n'est autorisé (sauf décision contraire motivée de l'ANRE).
- (4) Le Montant d'Actifs Autorisé à la Rémunération (MAAR) désigne le capital nécessaire au bon fonctionnement du réseau de transport, y compris les installations en cours de construction (voir traitement des investissements). Il comprend la valeur d'acquisition amortie de l'actif immobilisé et peut également inclure un montant dédié à la couverture des besoins en fonds de roulement éventuels du GRT, fixé par l'ANRE sur la base des éléments comptables qui lui sont transmis par l'ONEE.
- (5) Les coûts liés à l'amortissement sont calculés en utilisant l'une des formules suivantes selon le cas :

Valeur d'acquisition de l'actif *i*

$$\frac{\text{Valeur d'acquisition de l'actif } i}{\text{Durée d'amortissement}}$$

ou,

$$\frac{\text{Valeur résiduelle de l'actif } i}{\text{Durée d'amortissement restante}}$$



*Handwritten signature or initials in the bottom left corner.*



- (6) La rémunération du capital investi est calculée en utilisant le MAAR auquel on applique un taux égal au Coût moyen pondéré du capital, (CMPC) (la méthode de calcul précise est jointe en annexe 3, au présent document).
- (7) En fonction des données disponibles, l'ANRE pourra utiliser l'une ou l'autre des méthodes présentées dans l'annexe 3 pour la fixation des paramètres financiers nécessaires au calcul du CMPC.

## 6.5 Coûts d'exploitation

L'exploitation du réseau comprend, en particulier, les activités suivantes :

- Planification stratégique et opérationnelle du réseau ;
- Système d'information géographique, suivi du cadastre des conduites ;
- Établissement de programmes de manœuvres et de déclenchement pour l'entretien et les cas d'avarie
- Gestion du réseau, y compris les prescriptions de protection de l'environnement et de sécurité nécessaires à la qualité du réseau ;
- Mesures d'exploitation ;
- Installations de contrôles commandes et communications sur le réseau ;
- Groupes électrogènes mobiles ;
- Consommation électrique propre pour l'exploitation du réseau (à l'exclusion de la compensation des pertes actives)
- Amortissements et intérêts calculés du matériel informatique, des outils, des appareils, machines, etc., du domaine de l'exploitation des réseaux
- Part des frais généraux ;

Les coûts correspondant à chaque catégorie sont enregistrés directement sur le montant total des coûts d'exploitation à recouvrer lorsqu'ils sont totalement imputables à l'activité de transport d'électricité. Lorsque l'imputation n'est pas totale, la quote-part des coûts à enregistrer est calculée en fonction d'une clé de répartition à proposer par le GRT et à valider par l'ANRE.

## 6.6 Précisions sur les coûts des Services Système

Les coûts des Services Système incluent les coûts liés aux équipements et services nécessaires à la réalisation des missions mentionnées au 5.7 du présent document. En particulier, les coûts de production et/ou d'achat d'électricité nécessaire à la constitution et la reconstitution de la réserve d'équilibrage font partie des Services Système. Les équipements servant le fonctionnement « normal » du réseau ne sont pas considérés comme des Services Système et dont les coûts doivent être intégrés dans le calcul du timbre de transport.

501  
*[Signature]*

## 6.7 Fonds de roulement

Il existe en principe deux méthodes pour fixer le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation d'un réseau:

- Détermination sur la base des données du bilan : BFR= actifs circulants -dettes à court terme +/- différence de couvertures existantes ;
- Détermination sur la base des coûts d'exploitation de l'exercice : le fonds de roulement net (FRN) est un pourcentage des coûts imputables. Sa valeur est calculée comme suit :

$$FRN = \left( \text{coûts} \frac{\text{d'exploitation imputables}}{12} \right) * \text{période moyenne de facturation (en mois)}$$

Dans le cadre de la première période tarifaire, l'ANRE décide d'utiliser la deuxième méthode. Le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation ainsi déterminé fait ensuite l'objet d'un calcul d'intérêt au moyen du CMPC en vigueur pour l'année tarifaire.

## 6.8 Impôts et contribution versée à l'ANRE

Les impôts émanant du bilan annuel de l'activité réseau ou du bénéfice de l'exercice considéré peuvent être intégrés dans le calcul préalable sur la base de l'année de référence. De même, la contribution versée à l'ANRE, au titre de l'article 39 de la loi 48-15, est intégrée dans la fixation des revenus requis conformément à la formule donnée au paragraphe 4.6



## 7 Mise en œuvre de la méthodologie

### 7.1 Elaboration du modèle détaillé de tarification

Une fois la méthodologie tarifaire approuvée par le Conseil de l'ANRE, après consultation des parties prenantes, un modèle final de tarification du réseau électrique national de transport sera élaboré. Il s'agit de la mise en place d'un logiciel adapté et de l'implémentation du modèle de tarification dans le logiciel.

Cela nécessitera aussi la mise en place de la base de données, l'écriture de scripts pour le transfert des données au modèle financier et l'articulation avec le système de facturation du GRT afin d'en assurer le suivi et d'en déduire la contribution proportionnelle due à l'ANRE en vertu de l'article 39 de la loi 48-15. Dans un premier temps, et tenant compte de la période de démarrage et en attendant l'acquisition d'un logiciel spécifique, EXCEL pourra être utilisé à la fois en tant que logiciel et base de données.

### 7.2 Test et approbation du modèle de tarification

Le modèle de tarification fera l'objet d'une phase de test soit en utilisant les données réelles transmises par le GRT, soit en utilisant des données estimées transmises par le GRT ou proposées par des consultants en se basant sur des ratios issus d'un Benchmark international.

Une fois la phase de test terminée avec succès, les services de l'ANRE vont utiliser le modèle pour calculer les tarifs d'utilisation du réseau sous la forme d'un tableau fixant **les montants en dirhams** des « **timbre transport** » et « **timbre Services Système** », applicables à chaque kWh utilisant le réseau électrique national de transport.

Ces montants ainsi que les dispositions d'entrée en vigueur seront approuvés par le Conseil de l'ANRE, après avis du GRT, selon les dispositions de la loi 48-15.

### 7.3 Révision de la méthodologie de tarification

Avant la fin de la première période de régulation, fixée à 36 mois, l'ANRE procédera à une évaluation et à une revue de la méthodologie pour s'assurer de sa pertinence à l'environnement national et international et à d'éventuelles modifications du cadre réglementaire, technique ou économique.

En fonction de cette revue, l'ANRE pourra décider soit de prolonger la durée de validité de la méthodologie pour une nouvelle période de régulation, soit proposer une nouvelle méthode plus appropriée. La décision finale sera prise par l'ANRE après un processus de concertation avec les différents acteurs concernés.



## Annexes 1 : Régulation des investissements futurs

Un investissement est réalisé lorsqu'une entreprise dépense de l'argent soit pour acheter des actifs fixes, soit pour ajouter de la valeur à un actif fixe existant. Trois types d'investissements peuvent être considérés dans le cadre de ce document :

- Les investissements d'extension : tous les investissements nécessaires pour répondre à l'évolution des schémas de charge et de production dans le futur ;
- Les investissements de remplacement : tous les investissements liés au remplacement d'équipements vieillissants (techniquement ou économiquement) et qui ne conduisent pas à une augmentation de la capacité;
- Investissements exceptionnels ou à caractère urgent : investissements résultants, par exemple, de nouvelles obligations légales ou des contraintes techniques et/ou économiques imprévues. Par exemple, si de nouvelles règles de sécurité du travail exigent des mesures de sécurité dans les sous-stations ou les pylônes à haute tension, cela entraîne probablement des investissements. Il peut aussi s'agir d'investissements relevant des deux premières catégories mais revêtant un caractère urgent.

Certains investissements ne peuvent pas être caractérisés de manière directe comme un seul type d'investissement comme indiqué ci-dessus, mais pourraient être affectés à deux catégories. Par exemple, lorsqu'un vieux transformateur doit être remplacé, en raison de son vieillissement, par un autre de plus grande capacité, il peut être classé dans l'une des deux catégories : l'investissement sera alors considéré comme de catégorie 1 ou 2. Pour réduire le risque de surestimation par les entreprises réglementées, la catégorisation doit être contrôlée, notamment à travers des évaluations indépendantes des dépenses d'investissement à chaque révision majeure.

Ainsi, le contrôle de l'efficacité de l'investissement des gestionnaires de réseau est un sujet crucial pour le secteur. Les principes de la régulation qui assurent la couverture complète des coûts des gestionnaires de réseau peuvent en effet inciter au surinvestissement, dont le surcoût est payé in fine par le consommateur.

La théorie économique prévoit que les coûts marginaux, dont les coûts nodaux sont une application particulière, envoient des incitations à l'efficacité de court terme pour optimiser le coût total du fonctionnement du système électrique, et de long terme, pour guider les investissements des producteurs, notamment dans leur localisation, et des gestionnaires de réseau, dans le renforcement des réseaux.

On peut s'interroger, en pratique, sur le caractère suffisant du signal prix pour inciter à une politique d'investissement efficace. Le régulateur dispose, en effet, d'autres outils ex ante dont l'effet est plus direct, à savoir l'approbation des investissements des gestionnaires de réseau, la définition de l'assiette des coûts pertinents pris en compte dans le MAAR et la fixation du CMPC, qui interviennent probablement plus directement sur l'efficacité de l'investissement que le signal prix porté par le tarif.

## Différents régimes de régulation des investissements

Les régulateurs doivent reconnaître l'importance pour les entreprises régulées de recouvrer des niveaux de coûts suffisants. Le fait de ne pas permettre un recouvrement adéquat des coûts peut décourager les investissements et détériorer la qualité de de service.

Cependant, il est aussi important que les entreprises régulées n'engagent pas de coûts excessifs ou inutiles dans la fourniture de services. Les principales considérations à prendre en compte concernant le recouvrement des dépenses d'investissement sont : i) la définition de l'assiette des investissements, puis, ii) selon quelles règles les futurs actifs sont incorporés dans la base d'actifs au début de la période de régulation.

### 1. Détermination de l'assiette des dépenses d'investissements

Il existe une asymétrie d'information qui doit être reconnue dès le départ concernant les dépenses d'investissements. Le régulateur ne connaîtra pas, en général, avec précision le montant approprié des dépenses d'investissements requises par le fournisseur de services régulés et s'en remet souvent à l'entreprise régulée elle-même pour fournir ces informations.

Dans ce cas, l'entité régulée peut être incitée à gonfler les dépenses en capital déclarées par rapport au coût réel. Par conséquent, les investissements doivent être examinés sous deux angles : ex ante et ex post.

- a) Ex-ante : l'autorité de régulation peut procéder à une évaluation de la conformité et de l'efficacité du programme d'investissement proposé par l'entreprise pour la période de régulation suivante en tenant compte de la croissance future de la demande, de la configuration des actifs et de tout autres informations pertinentes. A cet égard, l'entreprise régulée doit transmettre le programme d'investissements selon un modèle défini par le régulateur et basé sur la catégorisation faite au tout début de cette annexe : investissements d'extension, de remplacement ou exceptionnels/urgents
- b) Ex post : Une évaluation Ex post est nécessaire pour identifier les écarts entre les dépenses autorisées et recouvrées par le tarif lors de la période de régulation précédente et les dépenses effectivement réalisées par l'entreprise réglementée. Dans le cas où les investissements réels sont inférieurs aux investissements autorisés, il peut y avoir deux raisons : la différence résulte de comportement volontaire de la part de l'entreprise réglementée ; ou l'écart enregistré résulte de l'efficacité dans la gestion des investissements. Alors que ces derniers représentent des gains d'efficacité éligibles, les premiers sont associés à un comportement stratégique et ne représentent pas les avantages résultant des efforts de gestion visant à accroître l'efficacité. Les régulateurs doivent également tenir compte du fait que des dépenses d'investissement engagées de bonne foi peuvent s'avérer supérieurs aux prévisions, et auquel cas il conviendrait de tenir compte d'autres critères.



Par ailleurs, la transparence des contrôles effectués par le régulateur, est un facteur déterminant dans la crédibilité globale du processus de régulation. A cet égard, ce dernier doit prévoir des règles de contrôle écrites et transparentes pour réduire le « risque de régulation » pour le gestionnaire et les autres intervenants.

## 2. Modalités d'incorporation des futurs investissements dans la BAR

Il existe plusieurs manières qui peuvent être utilisées par le régulateur pour évaluer comment les dépenses d'investissement doivent être incluses dans la BAR d'un gestionnaire de réseau et, in fine, prises en compte dans les charges autorisées à être recouvrées par le tarif. Les principales méthodes comprennent les modèles d'ingénierie, le benchmarking du coût total et l'approche du coût standard.

**Les modèles d'ingénierie** constituent une approche alternative de l'évaluation comparative et sont utiles pour combler les lacunes des modèles d'évaluation comparative traditionnels.

Les modèles de benchmarking traditionnels visent à identifier les options optimales en comparant les options existantes et en choisissant la meilleure. Les modèles d'ingénierie, quant à eux, n'ont pas besoin d'options existantes, mais créent plutôt ces options sur la base de critères économiques et techniques prédéterminés. Ainsi, un modèle d'ingénierie peut être utilisé sans avoir besoin d'un échantillon de comparaison, ce qui, en principe, augmente considérablement la flexibilité du processus de régulation.

**L'approche du coût total (TOTEX)** est basée sur l'idée que tous les coûts (contrôlables) sont soumis à des incitations et à une analyse d'efficacité, c'est-à-dire qu'aucune distinction n'est faite entre OPEX et CAPEX. Ces deux éléments de coût sont traités de la même manière et un seul objectif d'efficacité est fixé pour les deux coûts.

Du point de vue de la régulation, l'avantage de l'approche TOTEX est qu'elle permet de réduire le risque de substitution entre les deux catégories de coût. Elle, plus important encore, élimine l'incitation à la surcapitalisation.

**L'approche par les coûts standard** définit les prix unitaires maximums pour les composants des groupes d'investissement. De cette façon, les régulateurs tentent de garantir que les investissements sont acquis d'une manière économique. Cette méthode ressemble à la méthode du coût de remplacement, mais dans ce cas, elle n'est pas appliquée pour réévaluer les actifs existants mais ex ante pour les nouveaux investissements. La notion de "coût standard" implique qu'un coût standard est attribué à chaque partie ("unité") du réseau, en fonction du type de réseau.

Un coût standard, en fonction du type et des caractéristiques de l'installation. Dans le cadre de l'approche par les coûts standard, les coûts d'investissement réels sont admis, sur la base des coûts unitaires pour différents types d'équipements, tels que les lignes aériennes et les câbles (€/km), les sous-stations (€/unité) et les transformateurs (€/MVA), (€/unité) et les transformateurs (€/MVA).

Ces valeurs sont différenciées en fonction du niveau de tension et peuvent être soumises à des facteurs de correction supplémentaires.

### 3. Principes d'activation

Pour être éligibles à une rémunération tarifaire, les investissements doivent être activés. L'activation des investissements désigne les règles et modalités selon lesquelles les coûts d'investissements sont portés dans la BAR.

(1) Il faut répertorier dans l'actif immobilisé les biens (coûts de mise en service compris) qui ont pour but de servir l'activité de gestion à long terme (ou court-terme lorsqu'ils ne sont pas éligibles au recouvrement non tarifaire) du réseau. Si la condition du profit économique direct ou indirect n'est pas remplie, les coûts doivent être comptabilisés en tant que coûts d'exploitation

(2) Le tableau ci-dessous récapitule les règles d'activation en fonction de la catégorie de l'investissement :

Catégorie	Mode de recouvrement	Début de rémunération	Montant porté dans la BAR	Taux de rémunération	Rémunération des amortissements
I	Tarif	Date d'activation	X% du coût proportionnel, pour la période de régulation, de l'investissement validé par l'ANRE	CMPC	Autorisée à partir de la mise en service
II	Tarif	Date de mise en service	100% du coût proportionnel de l'investissement, pour la période de régulation, validé par l'ANRE	CMPC	Autorisées à partir de la mise en service
III	Contributions en capital	Date d'activation	100% du coût proportionnel de l'investissement, pour la période de régulation, validé par l'ANRE	CMPC	Non autorisée

Le paramètre X, variant entre 50 et 80, sera spécifique à chaque investissement en fonction notamment de son caractère stratégique, du niveau d'incitation nécessaire, etc.

## Annexe 2 : Modalités de calcul du CMPC

L'objectif de cette annexe est de présenter les théories et expériences sur le calcul du coût du capital et de discuter, entre autres, de l'opportunité d'adopter un coût du capital à deux termes, dette et capitaux propres, à des fins réglementaires. En outre, l'annexe examine comment identifier une méthode appropriée permettant de calculer le coût du capital pour les entreprises dont les actions ne sont pas cotées en bourse et/ou négociées en public, ou lorsque les données disponibles semblent être trop élevées.

La détermination du coût du capital est un élément crucial du processus réglementaire lorsque les régulateurs fixent des limites de prix pour les services ou les produits fournis par des monopoles ou des entreprises disposant d'un pouvoir de marché important. Les régulateurs doivent ainsi décider quel taux de rendement « équitable » doit être appliqué au capital investi et employé dans la production des services régulés. Pour ce faire, ils doivent évaluer le rendement que les investisseurs de ces entreprises s'attendent à obtenir sur le marché concurrentiel.

L'objectif principal de la fixation d'un taux de rendement approprié est de garantir que l'entreprise réglementée puisse réaliser un rendement suffisant pour récupérer le coût d'opportunité du capital employé dans la production des services régulés. Cela permet aussi d'envoyer des signaux de « prix-éfficaces » aux intervenants du marché et aux consommateurs et incite les gestionnaires à investir efficacement dans les infrastructures et les services concernés.

La fixation d'un taux de rendement inférieur au coût d'opportunité du capital sur le marché pourrait rendre l'investissement peu attrayant pour les investisseurs. De même, s'il est trop élevé, il permettrait à l'entreprise réglementée d'obtenir un rendement excessif, ce qui affecterait la compétitivité du marché, fausserait les prix et entraînerait une mauvaise affectation des ressources.

Bien qu'il n'existe pas de réponse théorique parfaite au problème de la fixation d'un taux de rendement approprié pour les investissements réalisés par une entreprise réglementée, la méthodologie CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital, WACC en anglais), telle que définie ci-dessous, offre une méthode largement acceptée pour calculer le coût du capital. Elle est, en effet, comprise à la fois par la communauté financière et par l'industrie.



## Définition

Le CMPC pour une entreprise est une moyenne pondérée du coût de la dette et de celui relatif aux capitaux propres. Les pondérations étant déterminées par les niveaux relatifs de la dette et des capitaux propres dans la base d'actifs de l'entreprise en question :

$$CMPC = C_d \times SF + C_{cp} \times (1 - SF)$$

Où  $C_d$  désigne le coût de la dette,  $SF$  la structure financière égale au ratio de la dette sur la valeur globale de l'entreprise et  $C_{cp}$  le coût des capitaux propres.

## Estimation des paramètres du CMPC

Dans cette partie, on présente les méthodes d'estimation des paramètres du CMPC.

### 1. Le ratio de structure du capital (capital gearing ratio)

Ce ratio mesure la proportion de la dette dans le financement global de la société, il est égal à :

$$SF = \frac{D}{D + E}$$

Il existe plusieurs façons de déterminer le niveau d'endettement, chacune ayant un effet direct sur le coût du capital :

a) Sur la base des valeurs comptables : le ratio d'endettement est alors calculé en utilisant la valeur comptable de la dette et des capitaux propres de l'entreprise. Il s'agit d'une méthode transparente, facile à vérifier et à auditer. L'inconvénient est qu'elle n'est pas prospective et ne reflète pas la véritable valeur économique de la société. En outre, les valeurs comptables dépendent de la stratégie financière de la l'entreprise et elles peuvent donc varier de manière substantielle avec changements dans les principes comptables ;

b) Sur la base des valeurs de marché : le ratio peut être calculé sur la base de la valeur de marché observée de la dette et des capitaux propres de la société, à savoir sa capitalisation boursière, qui reflète en théorie la véritable valeur économique de la structure du capital de l'entreprise. La valeur de marché des capitaux propres peut être obtenue en multipliant le nombre d'actions par leur prix actuel.

La valeur marchande de la dette peut être difficile à obtenir directement car, outre les obligations, les entreprises ont généralement d'autres formes d'emprunts non toxiques. Les entreprises ont généralement d'autres formes de dettes non négociées, telles que les dettes bancaires. Toutefois, les valeurs comptables peuvent être converties en valeurs de marché en traitant l'ensemble de la dette comptable comme une obligation à coupon. Cette obligation à coupon serait évaluée au coût actuel de la dette pour l'entreprise.



Cependant, le problème de l'utilisation des valeurs de marché est qu'elles dépendent de plusieurs facteurs du marché, à savoir la volatilité, les attentes des investisseurs et la spéculation, et qu'elles peuvent donc être sujettes à de sérieuses fluctuations, ce qui affecte négativement la stabilité du marché ;

c) Le ratio d'endettement optimal ou efficace : il est basé sur une structure de capital optimale normative définie par le régulateur. La raison d'utiliser cette méthode est de s'assurer que les opérateurs qui empruntent trop ou à un taux trop élevé ne sont pas récompensés pour ces décisions financières. Cet ajustement de l'efficacité peut être effectué en prenant en compte la structure du capital d'un opérateur normatif efficient.

## 2. Le coût de la dette

Le coût de la dette reflète le coût que l'entreprise doit supporter pour obtenir des capitaux afin de financer son activité, que ce soit auprès d'institutions financières ou par le biais d'emprunts auprès d'autres entreprises. Il correspond à la moyenne pondérée des coûts des différents emprunts à long terme de l'entreprise et est fortement corrélé au taux d'intérêt, de la capacité financière et du risque de l'entreprise, voire de la politique fiscale du pays.

Le coût de la dette peut être calculé à partir des données comptables ou du portefeuille de prêts en cours afin d'en déduire le taux d'intérêt que l'entreprise enregistre dans ses livres comptables. Il s'agit d'une méthode transparente, facile à auditer, et qui tient compte des coûts réellement payés par l'entreprise.

Un facteur à prendre en compte pour calculer le coût de la dette est d'examiner les cotes de crédit de l'entreprise comme une indication des coûts d'emprunt.

Une autre méthode pour déterminer le coût de la dette consiste à calculer un niveau d'emprunt efficace. Cela peut être fait lorsque les entreprises empruntent trop ou à un taux trop élevé, et donc le niveau d'endettement et les coûts d'intérêt associés sont ajustés à un niveau efficace par l'autorité de régulation, de sorte que l'entreprise ne soit pas récompensée pour ce type d'emprunt.

Il existe aussi une approche théorique pour estimer le coût de la dette :

*Coût de la dette = taux sans risque + prime d'endettement spécifique à l'entreprise.*

Le taux sans risque est analysé en détail plus bas du présent document.

La prime d'endettement spécifique à l'entreprise augmente avec le ratio d'endettement de l'entreprise, ce qui reflète le risque financier plus élevé de l'entreprise étant donné qu'elle doit générer davantage de flux de trésorerie pour financer ses activités.

### 3. Estimation du coût des fonds propres

Le deuxième composant important dans la détermination du CMPC est le coût des fonds propres. La théorie économique a développé différentes approches pour calculer le coût des capitaux propres, par exemple le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF, CAPM en anglais), le modèle de croissance des dividendes (Dividend Growth Model en anglais), la théorie de l'évaluation de l'arbitrage (Arbitrage Pricing Theory en anglais), le modèle à trois facteurs de Fama et French et la théorie des options réelles. Tous ces modèles partagent une hypothèse commune sur la façon dont les investisseurs prennent leurs décisions financières : ils sont supposés réduire le risque global en diversifiant leurs portefeuilles.

Le risque total se compose de deux éléments : le risque systémique (ou non diversifiable) et le risque spécifique diversifiable. Le premier est une mesure de la covariation de la valeur d'un actif avec l'économie et ne peut pas être totalement éliminé, car il a généralement un impact sur presque toutes les entreprises au sein de l'économie. Le second est le risque propre à une entreprise particulière qui peut être maîtrisé par une diversification du portefeuille et qui n'est donc pas pris en compte dans les taux de rendement exigés par les investisseurs ou dans les estimations du coût du capital.

Seul le MEDAF, largement utilisé par les régulateurs pour estimer le coût des capitaux propres, sera analysé dans le cadre de ce document.

Le MEDAF est un modèle à un facteur où le risque systémique est fonction de la corrélation entre les rendements de l'entreprise et ceux du marché boursier. Le modèle ne rémunère pas les investisseurs pour le risque spécifique à l'entreprise, mais uniquement pour le risque systémique.

Malgré certaines limites, l'approche MEDAF est largement utilisée par les praticiens de la finance et les régulateurs pour déterminer le coût des fonds propres comme donnée d'entrée pour le calcul du CMPC. En effet, ce modèle présente l'avantage d'avoir un fondement théorique clair et que sa mise en œuvre est plus simple que les autres (telles que le DGM, l'APT et le modèle à trois facteurs de Fama et French).

La formule MEDAF à appliquer est la suivante :

$$\text{Coût des fonds propres} = \text{Taux sans risque} + \text{Bêta} \times \text{Prime de risque}$$

La détermination du taux sans risque et les autres paramètres sont traités ci-dessous.

- Taux sans risque



Le taux sans risque est le rendement attendu d'un actif qui ne présente théoriquement aucun risque, c'est-à-dire dont le rendement attendu est certain. En pratique, il n'est pas possible de trouver un investissement exempt de tout risque. Cependant, les obligations d'État librement négociées peuvent généralement être considérées comme ayant un risque de défaut et un risque de liquidité proches de zéro.

Pour définir le taux sans risque, il faut choisir le marché pertinent. Le marché pertinent pour la définition du taux sans risque peut être limité au marché national, bien que les obligations d'État d'autres pays puissent également être utilisées comme substitut du taux sans risque.

Le choix du marché pertinent doit être cohérent avec les choix retenus pour évaluer les autres paramètres. Le taux sans risque peut connaître une volatilité élevée, notamment en période d'incertitude macroéconomique forte. Toute estimation du taux sans risque dans le cadre d'un contrôle tarifaire doit prendre en compte cette incertitude et les risques de distorsion des paramètres.

Le choix de la période de référence considérée influence aussi l'estimation du taux sans risque, il conviendrait donc de le prendre aussi en considération. Deux options sont considérées : accent mis sur les données récentes en privilégiant une moyenne court terme (3 dernières années) et en espérant qu'ils reflètent mieux les données futures ; ou accent sur des moyennes longues (10 années) en espérant cette fois-ci qu'ils lissent mieux les fluctuations conjoncturelles.

- **Bêta**

Le bêta mesure la corrélation entre le rendement d'une action et le rendement du marché dans son ensemble. Il peut être estimé par régression de moindres carrés du rendement de l'action sur le rendement du marché. D'après la théorie du MEDAF, la multiplication du bêta par la prime du risque marché et l'addition au taux sans risque donne le coût des fonds propres global de l'acteur.

Dans le contexte d'un contrôle tarifaire, l'estimation du bêta a pour objectif de couvrir de façon prospective le coût d'opportunité du capital investi par les investisseurs dans le réseau. Par conséquent, il est également pertinent de déterminer le coût des fonds propres par comparaison avec le coût des fonds propres d'une entreprise fictive exerçant une activité similaire. Cette approche est analogue au fait de déterminer les charges d'exploitation ou d'investissement par comparaison avec les charges encourues par d'autres opérateurs (benchmarking).



Le recours à une comparaison du bêta est également pertinent lorsque le bêta de l'entreprise ne peut pas être observé directement.

La comparaison des bêtas doit être réalisée en prenant en compte l'impact du taux d'endettement. D'après la théorie Modigliani-Miller (M-M), le coût du capital d'une entreprise ne doit pas dépendre de son taux d'endettement (à condition que les charges financières ne soient pas déductibles de l'impôt sur les sociétés et que le risque de banqueroute n'existe pas). Ceci implique que lorsque le taux d'endettement augmente, le coût des fonds propres augmente également de sorte que le CMPC reste constant. Étant donné que le taux sans risque et la PRM sont des paramètres de marché, le bêta des fonds propres est le seul paramètre du coût des fonds propres qui puisse évoluer avec le taux d'endettement. D'après la théorie de M-M :

$$\text{Bêta des fonds propres} = \frac{\text{Bêta de l'Actif}}{1 - g}$$

Où  $g$  est le taux d'endettement et le bêta de l'actif est un bêta des fonds propres hypothétique pour un niveau d'endettement nul (financement par fonds propres uniquement). La théorie M-M suggère ainsi que le bêta de l'actif est le bêta de l'entreprise indépendamment de son taux d'endettement.

Par conséquent, lors d'une comparaison avec un portefeuille d'entreprises, après avoir obtenu le bêta à effet de levier pour chaque entreprise, on peut les dissocier pour trouver le bêta de l'actif, en utilisant le ratio  $g = \text{dette/fonds propres (D/E)}$  de chaque entreprise du portefeuille de l'échantillon. Le bêta d'actif ascendant choisi peut ensuite être réutilisé en tenant compte de la structure financière de la société concernée.

Cette approche peut être particulièrement utile pour les sociétés non cotées, lorsque l'entreprise a été restructurée de manière substantielle ou lorsque l'erreur standard du bêta issu des valeurs historiques est élevée. Les problèmes habituels associés au calcul des bêtas à partir des données comptables sont qu'ils peuvent être influencés par des *facteurs comptables, tels que les changements de certains principes comptables, et que les résultats disponibles ne sont pas quotidiens, ni même mensuels, et donc que la construction d'une base de données significative peut être difficile et être soumise aux règles comptables générales.*



### Annexe 3 : Grille type des données de calcul du tarif pour la période provisoire

Nom du responsable ANRE :

Nom du correspondant ONEE :

Date de mise à jour :

- La définition de l'activité de transport d'électricité utilisée pour cette grille est, dans la mesure du possible, celle adoptée par le Grid code
- Le schéma de calcul des coûts repose sur la comptabilité analytique de l'ONEE
- Si l'information n'est pas disponible, merci de N/A dans la cellule correspondante puis, éventuellement, commenter cette indisponibilité ou proposer une alternative dans la cellule commentaires.

#### Données nécessaires au calcul de la composante transport du TURT

Actif immobilisé	Activité de transport d'électricité <sup>2</sup>		
	2019	2021	Commentaires
Valeur des immobilisations corporelles du réseau électrique national de transport <sup>1</sup>			
Valeur des immobilisations incorporelles du réseau électrique national de transport			
Fonds de roulement net (nécessaire à l'exploitation de l'activité de transport)			
<b>Paramètres financiers</b>			
Taux nominal sans risque <sup>2</sup>			
Spread de la dette			
Bêta equity			
Risque marché			



*Handwritten signature*



Ratio endettement (D/D+E)			
<b>Amortissements/Provisions</b>			
Montant global des amortissements <sup>3</sup>			
Montant global des provisions			
<b>Revenus<sup>4</sup></b>			
<b>(Autre que le tarif)</b>			
Frais d'études, peines et soins, etc.			
Contributions au renforcement du réseau			
<b>Autres (charges ou revenus exceptionnels)</b>			
Charges exceptionnelles			
Revenus exceptionnelles (subventions, dons, etc.)			
<b>Charges d'exploitation<sup>5</sup></b>			
Achats et services			
Dépenses salariales			
Exploitation et maintenance			
Autres charges d'exploitation			

*Handwritten signature or initials*

<b>Impôts et Taxes</b>			
Taux marginal d'imposition (ou montant global des impôts et taxes payés pour l'activité de transport du réseau électrique national de transport)			
<b>Energie</b>			
Energie facturée <sup>6</sup>			
Consommation propre <sup>7</sup>			
Pertes <sup>8</sup>			

(1) : Les valeurs comptabilisées dans l'actif immobilisé doivent correspondre aux valeurs nettes comptables des actifs en service diminués des éventuelles subventions ou contributions reçues de tierces personnes. En cas d'actifs partagés, des clés de répartition pourront être utilisées pour la détermination à condition de les justifier.

(2) : En cas d'indisponibilité des paramètres financiers, prière d'indiquer le WACC utilisé par l'ONEE

(3) Les amortissements sont effectués de manière linéaire sur une durée d'amortissement définie par classe d'immobilisations, uniforme et réaliste jusqu'à la valeur résiduelle zéro.

(4) : incluent les frais de raccordement d'études (peines et soins), location de la fibre optique, etc.

(5) : même commentaire et règles que le 1 seront appliqués aux charges d'exploitation communes (frais du siège, personnels partagés, etc.). L'exploitation du réseau de transport comprend les tâches suivantes : système d'information, contrôle commande du réseau, services de piquet pour l'exploitation du réseau, mesures d'exploitation, sécurité au travail, entretien etc.

(6) : y compris l'énergie livré à ONEE-distribution

(7) : désigne l'énergie consommée par l'ONEE (y compris l'activité transport).

(8) : désigne le taux de perte appliqué sur le réseau électrique national de transport pour les années de références

*[Handwritten signature]*

## Grille des données nécessaires au calcul de la composante Services système du tarif

Nom du responsable ANRE :

Nom du correspondant ONEE :

Date de mise à jour :

- Seuls les coûts réellement supportés par l'ONEE, dans le cadre de la fourniture des Services Système, seront pris en compte le calcul de la composante services système du tarif. Si le service est assuré gratuitement par une tierce partie (cas des réserves primaires et secondaires), le coût correspondant ne doit pas être mentionné sur la grille.
- Le schéma de calcul des coûts repose sur la comptabilité analytique de l'ONEE
- Si l'information n'est pas disponible, merci de N/A dans la cellule correspondante puis, éventuellement, commenter cette indisponibilité ou proposer une alternative dans la cellule commentaires.

Catégorie du service	Coûts fixes	Coûts variables	Clé de répartition services système <sup>1</sup>	Clés de répartition par catégorie d'utilisateurs
<b>Réserves primaires et secondaires<sup>2</sup></b>				
Parc ONEE				
Tierce partie (producteurs privés, etc.)				
<b>Réserves tertiaires (Back-up)</b>				
Centrale 1				
Centrale 2				
Centrale 3				
....				

Autres services				
Dégradation performance <sup>3</sup>				
Gestion de la congestion				
...				
Revenus Services Système (autre que le TSS) <sup>4</sup>				
Revenus énergie back-up				
Autres revenus				
Puissances				
Puissance installée globale				
Puissance installée EnR				
Energie				
Energie produite dans le cadre du Back-up				
Energie totale				
Energie EnR				

(1) : désigne le pourcentage d'utilisation, lorsque c'est applicable, au titre de Services Système.

(2) : Seuls les services réellement supportés sont pris en charge dans le calcul du tarif des Services Système. Par exemple, lorsque le service est fourni par un tiers sans contrepartie, il n'est pas nécessaire de l'inclure dans la grille.

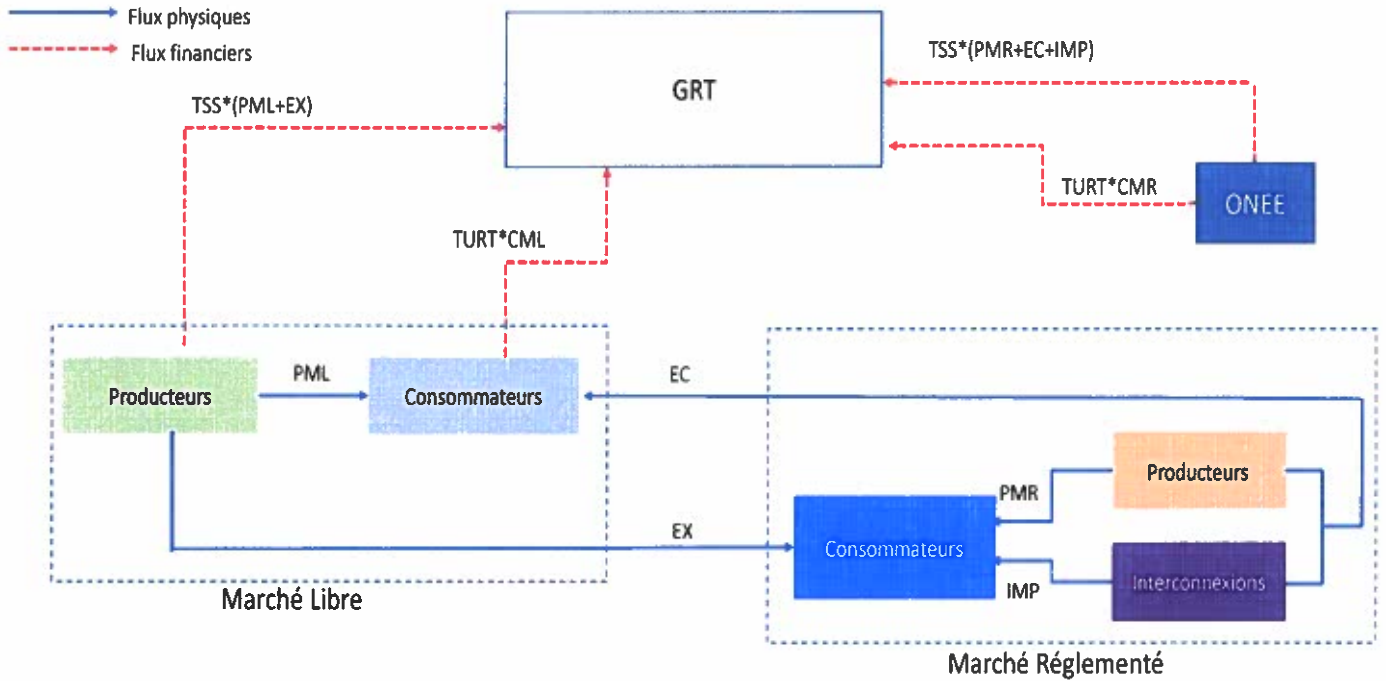
(3) : Veillez à ne pas avoir un double comptage avec les rubriques précédentes : en effet, la dégradation de performance se traduit par une hausse des coûts de production, qui est normalement déjà incluse dans les coûts variables.

(4) : Il s'agit principalement des revenus issus de la vente de l'énergie produite dans le cadre du Back-up.



*Frédéric*

## Annexe 4 : Flux physiques et financiers du marché



CML: L'énergie soutirée par les clients du marché libre,  
 CMR: L'énergie soutirée par les clients du marché réglementé,  
 TURT: Tarif d'utilisation du Réseau de Transport,  
 EX: Excédents de production vendus à l'ONEE,

PML: Production destinée aux clients du marché libre  
 PMR: Production destinée aux clients du marché réglementé  
 TSS: Tarif Services Système, PT: Pertes globales du réseau de Transport  
 EC: Energie complémentaire achetée par les clients du marché libre,

$$\text{Energie totale transitée ET} = \text{CML} + \text{CMR} = \text{PML} + \text{EX} + \text{PMR} + \text{IMP} + \text{EC}$$



*Handwritten signature*