



## مذكرة حول استشارة عمومية متعلقة بمسودة منهجية تحديد تعريفات استعمال الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط

تاريخ النشر: 6 يناير 2025

تاريخ الإغلاق: 17 يناير 2025

المجال: تعريفات استعمال الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط

### الموضوع

في إطار تحديد تعريفات استعمال الشبكات الكهربائية للتوزيع ذات الجهد المتوسط للفترة الممتدة من 2025 إلى 2027، تطلق الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء استشارة عمومية تتعلق بمسودة المنهجية التي بموجبها سيتم احتساب هذه التعريفات.

وقد تم إعداد هذه المسودة بعد إجراء مرحلة أولى من المشاورات في شتنبر 2024، وذلك لتقديم أقصى قدر من الشفافية سواء لمسيري شبكات توزيع الكهرباء ولكافة الفاعلين في القطاع وكذا للعموم.

### الوثائق ذات الصلة

- مسودة المنهجية وملحقاتها
- مذكرة مرفقة

### فترة الاستشارة

تنتهي فترة الاستشارة في 17 يناير 2025 على الساعة السادسة بعد الزوال.

### طريقة المشاركة في الاستشارة

عبر البريد الإلكتروني على العنوان التالي : [consultation-tarifs-MT@anre.ma](mailto:consultation-tarifs-MT@anre.ma)

سيتم استخدام البيانات الشخصية التي تم جمعها من طرف الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء حصريا في إطار هذه الاستشارة. لن يتم جمع أي معلومات خاصة أخرى أو استخدامها من طرف الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء وذلك طبقا لسياستها في هذا الشأن.



## Note de consultation publique portant sur le projet de la méthodologie tarifaire d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution

**Date de publication :** 6 janvier 2025

**Date de clôture :** 17 janvier 2025

**Domaine :** Tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution.

### Objet

Dans le cadre de la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution au titre de la période 2025-2027, l'ANRE lance une consultation publique relative au projet de la méthodologie tarifaire qui sera utilisée pour le calcul desdits tarifs.

Elaborée à l'issue d'une première série de consultations menées en septembre 2024, l'ANRE souhaite soumettre ce projet de méthodologie tarifaire à la consultation publique afin d'offrir un maximum de visibilité tant pour les gestionnaires de réseaux que pour les autres acteurs du secteur de l'électricité ainsi que le grand public.

### Documents afférents

- Projet de la méthodologie tarifaire et ses annexes
- Note d'accompagnement

### Période de consultation

La période de consultation prend fin le 17 janvier 2025 à 18h00.

### Mode de participation à la consultation

Par courriel à l'adresse suivante : [consultation-tarifs-MT@anre.ma](mailto:consultation-tarifs-MT@anre.ma)

Les données personnelles recueillies seront utilisées par l'ANRE **exclusivement** dans le cadre de la présente consultation. Aucune autre information d'ordre privé ne sera collectée ou utilisée par l'ANRE et ce, conformément à sa politique en la matière.



Royaume du Maroc

**anre**

الهيئة الوطنية لضبط الكهرباء  
المشرفون على تنظيم الكهرباء  
NATIONAL ELECTRICITY REGULATORY AUTHORITY

# Projet de méthodologie tarifaire d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution



# Sommaire

Définitions et acronymes .....	4
1. Introduction.....	6
2. Fondement juridique.....	8
3. Vue d'ensemble.....	9
3.1 Processus de décision tarifaire .....	9
3.2 Principes généraux de construction tarifaire .....	9
4. Définition des principes de régulation tarifaire .....	11
4.1 Régime de régulation tarifaire .....	11
4.2 Période de régulation .....	11
4.3 Péréquation géographique .....	12
4.4 Conventions entre GRDs .....	13
5. Estimation du Revenu Global Requis (RGR) .....	14
5.1 Vue globale du schéma de construction du RGR .....	14
5.2 Coûts à recouvrer.....	14
5.3 Calcul du Revenu global Requis .....	15
5.4 Couverture des pertes .....	16
5.5 Compte de régularisation .....	16
5.6 Services système .....	17
5.7 Services de distribution.....	17
5.8 Traitement des frais de raccordement .....	17
6. Construction de la structure tarifaire.....	19
6.1 Acteurs redevables du tarif.....	19
6.2 Services couverts par le tarif.....	20
6.3 Principe du « timbre-poste » .....	20
6.4 Tarification point par point .....	20
6.5 Tarif binôme.....	20
6.6 Modulation horosaisonnaire .....	21
6.7 Absence de tarification spécifique.....	22
7. Mise en œuvre de la méthodologie .....	23
7.1 Elaboration du modèle détaillé de tarification .....	23
7.2 Test et approbation du modèle de tarification .....	23
7.3 Révision de la méthodologie de tarification .....	23
8. Annexes .....	24
8.1 Services couverts par le tarif selon différents cas d'usage .....	24
8.2 Schéma récapitulatif des flux physiques et financiers .....	25



8.3 Calcul du taux de rémunération des investissements pour estimer les charges de capital autorisées  
28



# Définitions et acronymes

Dans le cadre de ce document, et sauf mention contraire, les définitions suivantes sont applicables :

<b>ANRE</b>	Désigne l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité créée en vertu de la Loi n°48-15 telle qu'elle a été modifiée et complétée
<b>Autoconsommation</b>	Consommation de l'énergie électrique produite exclusivement par une installation d'autoproduction (Cf. définition loi 82-21)
<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
<b>CAPM</b>	Capital Asset Pricing Model (MEDAF en français) : modèle utilisé pour calculer le coût des fonds propres
<b>CMPC</b>	Coût Moyen Pondéré du Capital (WACC en anglais)
<b>CNE</b>	Charges Nettes d'Exploitation
<b>CPA</b>	Charges du Capital Autorisées
<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>CRENT</b>	Le Code du Réseau Electrique National de Transport
<b>GRD</b>	Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité : toute personne morale de droit public ou privé, chargée conformément à la législation et la réglementation en vigueur, d'assurer, outre les missions qui lui sont imparties, le service public de distribution de l'énergie électrique dans son périmètre de distribution
<b>GRT</b>	Gestionnaire du Réseau Electrique National de Transport : 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
<b>Horo-saisonnier</b>	Désigne la variation en fonction de l'heure et/ou la saison
<b>Marché Libre de l'électricité</b>	le marché sur lequel tout fournisseur d'électricité 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 de l'électricité</b>	L'ensemble des utilisateurs du réseau public fournis en électricité dans le cadre des tarifs réglementés
<b>Moyenne Tension (MT)</b>	Niveau de tension nominale entre 5,5 kV et 22 kV
<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>	Désigne l'Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable
<b>Première période de régulation</b>	Période commençant le 1 <sup>er</sup> mars 2025 et se terminant le 28 février 2027



<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 distribution de moyenne tension</b>	Désigne le réseau constitué des lignes aériennes et des câbles souterrains de moyenne tension (cf. ce terme), des postes sources (transformation HT/MT), ainsi que des équipements annexes tels que les équipements de téléconduite et de télécommunications, les équipements de protection, les équipements de contrôle, de commande et de mesure, servant à acheminer l'électricité depuis le réseau électrique national de transport, jusqu'aux points de branchement des consommateurs raccordés en moyenne tension ou d'alimentation des postes de transformation MT/BT
<b>RGR</b>	Revenu Global Requis, le revenu maximum que l'opérateur sera autorisé à générer
<b>Services système</b>	Désignent l'ensemble de services permettant au GRT de maintenir la fréquence, la tension et les échanges transfrontaliers avec les pays voisins, ainsi que la gestion de l'intermittence des énergies de « sources renouvelables raccordées aux réseaux électriques très haute tension, de haute tension, de moyenne tension et de 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
<b>SRM</b>	Sociétés Régionales Multiservices tels que définies dans la loi 83-21 et qui seront progressivement responsables de la distribution d'électricité, d'eau et de l'assainissement au niveau des régions du Maroc
<b>Timbre-poste</b>	Signifie que la tarification est indépendante de la distance entre le site d'injection de l'électricité et le site de soutirage.
<b>Valeur historique</b>	Désigne la valeur initiale de construction ou d'achat d'un bien, d'un équipement ou d'un service



# 1. Introduction

La stratégie énergétique nationale, lancée en 2009, conformément aux hautes orientations de Sa Majesté le Roi Mohammed VI, Que Dieu l'Assiste, vise essentiellement à accroître l'attractivité du secteur des énergies renouvelables (EnR) dans notre pays et favoriser le développement d'un écosystème opérant dans la production de l'électricité verte.

Pour ce faire, le Maroc vient de renforcer son cadre législatif, réglementaire et institutionnel, à travers, notamment, la promulgation de la Loi n°40-19 modifiant et complétant la Loi n°13-09 relative à la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et de la Loi n°82-21 relative à l'autoproduction de l'énergie électrique. Ces deux lois définissent les règles et conditions permettant d'assurer une ouverture progressive du marché des EnR au Maroc à travers la promotion d'initiatives privées pour la production de l'énergie, sa commercialisation et son exportation via un accès aux réseaux électriques.

L'ensemble de ces lois fixe les bases de la future organisation du système électrique national qui se caractérise par la coexistence d'un marché libre et d'un marché réglementé.

Le marché libre concerne aujourd'hui deux catégories d'acteurs :

- les exploitants privés d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables qui approvisionnent leurs clients privés à travers les réseaux de transport et de distribution, conformément aux dispositions de la Loi n°13-09 telle que modifiée et complétée ;
- le régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation, défini par la Loi n°82-21.

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.

En vue d'instaurer le cadre de régulation approprié pour le secteur de l'électricité au Maroc, la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANRE), a clairement fixé les principes de régulation du secteur de l'électricité dont, notamment, les modalités d'accès aux réseaux de transport et à la moyenne tension de la distribution ainsi que les principes de fixation et d'approbation des tarifs d'utilisation desdits réseaux.

Dans un premier temps, l'ANRE a d'ores et déjà fixé les tarifs d'accès et d'utilisation du réseau électrique national de transport (TURT et TSS), dans sa décision n°02/24 du 5 février 2024, au terme d'un processus de larges consultations auprès des différentes parties prenantes.

Dans un second temps, l'ANRE se propose maintenant de fixer les tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution (TURD). A cet effet, le présent document expose les grands principes de tarification qu'elle envisage mettre en œuvre.

A date d'aujourd'hui, la distribution d'électricité au Maroc est assurée par quatre catégories d'opérateurs :

- des régies publiques de distribution : ces régies opèrent sous la tutelle du Ministère de l'Intérieur et sont également en charge des activités de distribution de l'eau potable et de l'assainissement liquide ;
- des distributeurs privés : il s'agit d'opérateurs privés opérant dans les grandes villes du Royaume (Rabat, Tanger et Tétouan) dans le cadre de la gestion déléguée ;
- des sociétés régionales multiservices : il s'agit des opérateurs créés en vertu de la loi n°83-21 en vue d'accompagner le processus de la régionalisation avancée.
- l'ONEE qui assure la distribution de l'électricité dans les autres zones hors celles gérées par les SRM, les régies publiques et les distributeurs privés.





Comme souligné précédemment, la Loi n°83-21 relative aux Sociétés Régionales Multiservices (SRM) a été adoptée en vue d'accompagner les mutations institutionnelles que connaît le Maroc, notamment en matière d'activation du processus de la régionalisation avancée. Cette loi vise, entre autres, à rationaliser les investissements dans le secteur de la distribution et à traiter les disparités spatiales en matière de répartition des services publics d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide. Ces SRM seront, à terme, les seuls opérateurs en charge de la gestion de ces services au niveau de chaque Région du Royaume. 4 SRM ont été opérationnalisés courant l'année 2024.

Dans le processus d'élaboration des tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution, l'ANRE souhaite travailler en étroite concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

Elle a procédé à une série de réunions de lancement notamment avec les acteurs institutionnels, l'opérateur historique intégré (ONEE), les représentants des distributeurs ainsi que les représentants des développeurs privés. Ces auditions ont permis d'avoir un large retour d'expérience sur les tarifs existants et de recueillir les attentes des acteurs concernés sur les grands principes qui pourraient constituer la base de la tarification envisagée.

Sur la base du présent document, l'ANRE organise également une consultation publique afin de recueillir l'opinion de tous les acteurs concernés.



## 2. Fondement juridique

La Loi n°48-15 précitée dispose dans son article 14 que « *Par dérogation aux dispositions de la Loi n°104-12 relative à la liberté des prix et de la concurrence, 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* ».

Dans son article 15, cette loi accorde à l'ANRE les prérogatives de fixation du tarif d'utilisation du réseau de transport, après avis du gestionnaire du réseau électrique national de transport.

Dans son article 16, ladite loi confère les mêmes prérogatives à l'ANRE en ce qui concerne la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension (MT) de la distribution après avis du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité (GRD) concerné.

Conformément aux articles 15 et 16 de la Loi n°48-15, les éléments à prendre en compte dans la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution sont les suivants :

- les coûts liés à la conduite, l'exploitation, la maintenance, le développement et le renouvellement [**des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution**] . 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 le réseau ;
- une contribution proportionnelle aux sommes perçues par **les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité** au titre des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution ;
- les coûts échoués, le cas échéant ;
- en outre, les coûts liés aux services système tels que « définis dans la loi n°13-09 précitée pour l'électricité » produite à partir de sources d'énergies renouvelables ».



## 3. Vue d'ensemble

### 3.1 Processus de décision tarifaire

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 des réseaux de transport et de distribution d'électricité et permettant de se placer d'emblée dans le cadre de la loi et les règles qu'elle impose.

La méthodologie présentée dans les sections suivantes est le résultat d'un processus rigoureux de :

1. 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 ;
2. Attentes des parties prenantes intervenant dans le secteur électrique national.

Par la suite, l'ANRE complètera ledit processus par les actions suivantes :

3. Consultation publique sur le site web de l'ANRE pour permettre à la fois aux intervenants et au grand public de réagir par écrit sur le document ;
4. Concertations avec les parties prenantes concernées du secteur électrique national ;
5. Evaluation des remarques soulevées en vue de leur prise en compte dans la version finale du document ;
6. Approbation et publication de la méthodologie tarifaire sous sa forme finale.

Il convient néanmoins de souligner que les délais extrêmement courts sous lesquels le tarif doit être mis en œuvre, d'une part, et la difficulté à établir ce tarif sur la base de données complètes et fiables, du fait de la création progressive des SRM, d'autre part, ont conduit l'ANRE à prendre des mesures simplificatrices pour cette première période de régulation.

Ces mesures, qui seront détaillées dans le corps du document, concernent principalement :

- la péréquation géographique (cf. § 4.3) ;
- la définition des services de distribution (cf. § 5.7) ;
- la dissociation entre injection et soutirage (cf. § 6.1) ;
- la tarification à l'énergie et/ou à la puissance (cf. § 6.5) ;
- la modulation horosaisonnaire (cf. § 6.6).

L'ANRE est pleinement consciente que la méthodologie tarifaire devra nécessairement évoluer sur ces points pour être conforme aux standards internationaux. Des travaux dans ce sens seront lancés ultérieurement à l'occasion de la refonte tarifaire globale (TURT et TURD) qui sera mise en œuvre pour préparer la prochaine période de régulation tarifaire (horizon 2027).

### 3.2 Principes généraux de construction tarifaire

#### 3.2.1 Les enjeux de la tarification

L'objectif général de la régulation tarifaire est double :



1. S'assurer que l'opérateur en situation de monopole fournisse un service efficace et de haute qualité, tout en lui permettant de récupérer ses coûts raisonnables de service à travers les tarifs ;
2. Protéger les consommateurs contre des tarifs excessifs par rapport au service rendu, tout en veillant à ce qu'ils paient une juste part des coûts qu'ils génèrent.

Le niveau du tarif doit assurer aux différents opérateurs des ressources suffisantes pour effectuer leurs missions de façon efficace. En particulier, il doit permettre le financement des investissements qui ont été planifiés et couvrir les charges d'exploitation et de maintenance nécessaires pour offrir le niveau de qualité attendu.

La structure du tarif doit envoyer un « signal prix » au consommateur final :

- qui reflète aussi fidèlement que possible le coût subi par l'opérateur à un moment précis pour satisfaire la demande ;
- qui incite le consommateur à réduire sa consommation lorsque le coût subi par la collectivité est le plus élevé pour la satisfaire.

### 3.2.2 Les étapes qui mènent à la décision tarifaire

1. **Définir les principes qui encadrent la régulation tarifaire** : il s'agit de faire des choix généraux et de stratégie qui vont influencer les travaux de construction tarifaire. Parmi les choix à faire :
  - a. Le régime de régulation : choisir entre Cost-Plus (rémunération de l'opérateur régulé en coûts plus marge) ou Price/Revenue Cap (fixer le prix (resp. Revenu) maximal que l'opérateur peut pratiquer (resp. Générer))
  - b. La période de régulation : la durée pendant laquelle le tarif est valide
  - c. L'incitation : décider d'intégrer des mécanismes d'incitation à l'efficacité
  - d. La péréquation : décider si le tarif devra être uniforme sur l'ensemble du territoire national ou différent par zone géographique.
2. **Définir un coût raisonnable du service à recouvrer et un revenu maximal autorisé (Revenu Global Requis) cohérent avec ce coût du service** : il s'agit de déterminer le revenu que l'opérateur sera autorisé à percevoir afin de couvrir les coûts d'investissement et d'opération et de dégager une marge raisonnable.
3. **Construire la structure tarifaire** : il s'agit d'identifier des inducteurs de coûts et de répartir les coûts selon ces inducteurs en fonction du comportement des consommateurs et des caractéristiques techniques du réseau.



# 4. Définition des principes de régulation tarifaire

## 4.1 Régime de régulation tarifaire

La méthodologie mise en œuvre pour calculer les tarifs d'accès aux réseaux MT de la distribution doit être cohérente avec celle qui a été arrêtée pour calculer les tarifs d'accès et d'utilisation du réseau électrique national de transport.

En conséquence, c'est la méthode « cost-plus » qui a été retenue. Cette méthode a vocation à permettre aux gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (GRDs) de couvrir tous les coûts, autorisés par l'ANRE, engendrés par l'activité de distribution d'électricité en moyenne tension. Les coûts intègrent, entre autres, les projections d'investissements communiqués par les GRDs et traités 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<sup>1</sup>, l'ANRE pourra mettre 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. En l'absence d'éléments suffisamment précis pour apprécier le caractère juste et raisonnable des coûts, l'ANRE pourra appliquer une approche normative en décidant de n'accepter qu'un certain pourcentage des coûts qui lui sont transmis.

## 4.2 Période de régulation

La période de régulation désigne la durée sur laquelle le tarif est défini. Elle correspond à l'horizon temporel sur lequel ont été établies les prévisions de demande, d'investissements et de charges.

À la fin de chaque année<sup>2</sup>, le tarif ne peut être revu que du fait de mécanismes d'indexation clairement identifiés a priori lors de son élaboration et reposant sur des critères opposables et non discutables (typiquement, une indexation sur l'inflation). Eventuellement, cette indexation peut être plafonnée ou lissée pour assurer une certaine stabilité des tarifs.

À la fin de la période de régulation, la définition d'un nouveau tarif donne lieu à une réflexion plus profonde, comportant notamment les aspects suivants :

- la vérification a posteriori des hypothèses qui avaient prévalu à l'élaboration du tarif sur la période qui se termine et, le cas échéant, le calcul du montant de l'ajustement (positif ou négatif) à reporter sur la période suivante ;
- l'actualisation des prévisions de demande, d'investissements, de charges permettant de construire un plan d'affaires sur la nouvelle période de régulation ;
- éventuellement, la remise en cause de certains principes tarifaires, s'il s'avère qu'ils ont produit des effets contraires aux objectifs attendus, ou l'ajout de nouveaux mécanismes de régulation incitative, par exemple.

---

<sup>1</sup> L'opérateur régulé n'est pas incité à être efficace car tous ses coûts sont couverts et il est rémunéré en fonction des investissements qu'il réalise

<sup>2</sup> A l'intérieur d'une même période de régulation



En général, la durée de la période de régulation résulte d'un compromis entre deux éléments :

- elle ne doit pas être trop longue pour que les prévisions soient suffisamment fiables, notamment au niveau du plan d'investissement ;
- elle ne doit pas être trop courte à la fois pour donner aux acteurs économiques une visibilité suffisante et compte tenu de la charge de travail que nécessite l'élaboration d'un nouveau tarif.

Dans sa décision n°02/24 du 5 février 2024, l'ANRE a fixé le tarif d'accès au réseau électrique national de transport pour une première période de régulation courant du 1<sup>er</sup> mars 2024 au 28 février 2027, sauf décision de prorogation éventuelle, prise par le Conseil de l'ANRE.

Afin d'assurer la cohérence entre les deux tarifs, notamment dans la mise en œuvre d'éventuelles adaptations décidées à l'aune d'un premier retour d'expérience, l'ANRE souhaite fixer les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution sur une période échéant simultanément avec le tarif d'accès et d'utilisation du réseau électrique national de transport.

**La durée de la première période de régulation est donc fixée à 24 mois (du 1<sup>er</sup> mars 2025 au 28 février 2027) durant laquelle 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 la revue des comptes dissociés des SRM et en s'appuyant sur l'expérience acquise, les besoins du marché, les intérêts des consommateurs, des investisseurs, du GRT et des GRDs. Une consultation préalable sera alors lancée par l'ANRE dans ce sens.

### 4.3 Péréquation géographique

L'article 16 de la Loi n°48-15 précise que « *les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution sont fixés par l'ANRE, après avis du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité concerné* ». La loi laisse donc la possibilité de fixer des tarifs différents par GRD mais n'interdit pas que ces tarifs soient identiques.

Il convient néanmoins de tenir compte de la création des Sociétés Régionales Multiservices (SRM), tant sur l'esprit de la loi qui les a instituées que sur les contraintes pratiques que pose cette création.

Sur le fond, comme rappelé plus haut, la Loi n°83-21 relative aux Sociétés Régionales Multiservices (SRM) vise, entre autres, à traiter les disparités spatiales en matière de répartition des services publics d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide. Ceci renvoie à des principes d'équité et d'aménagement du territoire qui poussent, l'un et l'autre, à définir des tarifs uniques sur l'ensemble du territoire.

Sur le plan pratique, l'élaboration d'un tarif suppose de considérer à la fois les réalisations passées (afin d'asseoir la rémunération des opérateurs sur des éléments comptables étayés) et les projections futures (afin de prendre en compte l'impact des investissements et de l'évolution de la demande sur la période de régulation). Compte tenu des changements structurels en cours, il est donc impossible de disposer d'un périmètre à la maille duquel seraient disponibles simultanément réalisations et prévisions.

**En conséquence, et pour des raisons pratiques l'ANRE a fait le choix de définir un tarif unique sur l'ensemble du Royaume, qui s'appliquera à l'ensemble des acteurs de la distribution en moyenne tension.**

Toutefois, comme évoqué plus haut, la nécessité de définir aussitôt un tarif pour une première période de régulation conduit l'ANRE à prendre des mesures pragmatiques et simplificatrices pour la détermination du niveau du tarif unique.

Pour la détermination du niveau du tarif, l'ANRE a formulé une demande auprès de l'ensemble des opérateurs concernés pour les données qui sont nécessaires pour déterminer ce niveau du tarif. Cependant, compte tenu de la situation transitoire dans laquelle se trouvent ces opérateurs, notamment du fait de la mise en place progressive des SRM, il s'avère impossible de disposer en temps utile de données exhaustives couvrant **à la fois** les réalisations sur les dernières années et les projections sur les deux prochaines années.



En conséquence, l'ANRE se propose de fonder ses calculs sur les seules données qui seront disponibles et communiquées par les opérateurs concernés. Elle se réserve toutefois la possibilité d'y apporter des corrections indispensables afin de tenir compte d'un éventuel déséquilibre dans la représentativité de ces données, notamment entre zones urbaines et zones rurales.

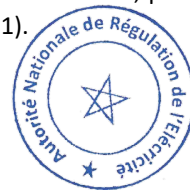
#### 4.4 Conventions entre GRDs

L'existence de telles conventions entre GRDs s'avère nécessaire du fait de la modification des flux physiques consécutive à l'installation de producteurs sur un réseau de distribution qui commercialise son énergie auprès de consommateurs situés sur un autre réseau de distribution.

Bien que sortant du strict cadre de la définition du tarif d'accès et d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution et, plus généralement, du domaine de compétences de l'ANRE, ces conventions sont évoquées dans le présent document uniquement par souci d'exhaustivité.

L'objet principal de ces conventions sera de compenser les différences entre l'énergie achetée par le GRD à l'ONEE (mesurée sur les compteurs placés dans les postes sources) et l'énergie vendue par le même GRD sur le marché réglementé. Dans le cas où un producteur sur le marché libre est raccordé à un GRD1 et vend son énergie à un consommateur raccordé à un GRD2, le GRD1 achète moins d'énergie qu'il n'en vend alors qu'à l'inverse, le GRD2 en achète plus qu'il n'en vend. La différence correspond à l'énergie produite sur le marché libre qui, bien que vendue à un consommateur raccordé au GRD2 est réellement consommée par les consommateurs raccordés au GRD1, alors que l'énergie consommée par le consommateur du marché libre raccordé au GRD2, en l'absence d'autre production locale, a en fait été acheminé par le réseau de transport. De ce fait, il est nécessaire de prévoir une compensation versée par le GRD1 au GRD2.

Ces conventions devront également prendre en compte le paiement du TURT, puisqu'il s'applique de la même façon aux quantités d'énergie livrées aux postes sources (cf. § 8.2.1).



# 5. Estimation du Revenu Global Requis (RGR)

## 5.1 Vue globale du schéma de construction du RGR

La figure ci-dessous résume le cadre conceptuel de la méthodologie qui permet de calculer le RGR :

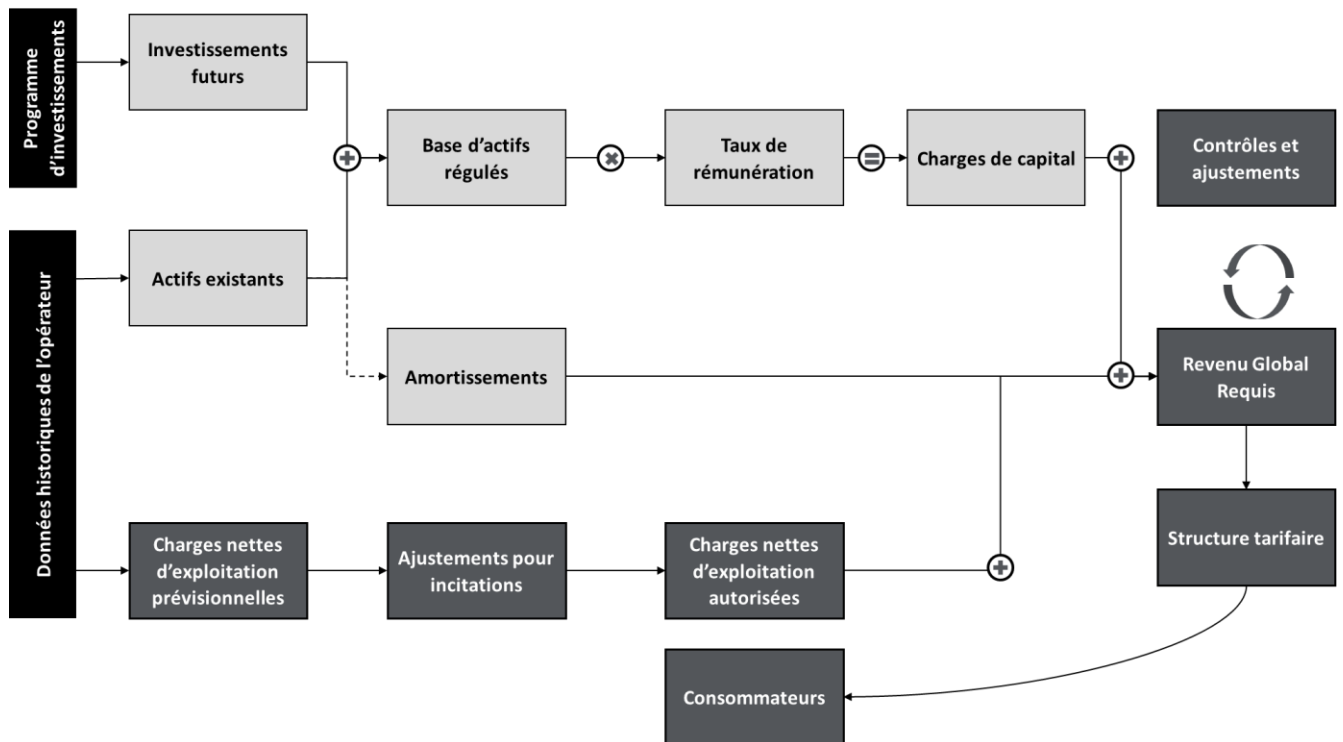


Figure 1 Schématisation de la construction tarifaire

## 5.2 Coûts à recouvrer

Les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution seront calculés à partir de l'ensemble des coûts mentionnés dans les articles 15 et 16 de la Loi n°48-15, tels qu'ils résultent de la comptabilité générale dissociée de l'activité de distribution d'électricité en moyenne tension des différents opérateurs, qui devra être communiquée à l'ANRE par ces opérateurs (à terme, les SRM).

Cependant, pour la première période de régulation, et pour les raisons invoquées ci-dessus, les données pertinentes seront extraites de la comptabilité analytique des opérateurs existants.

Il s'agit, notamment, des coûts suivants :

- charges d'exploitation : les données retenues par l'ANRE seront celles transmises par les opérateurs existants à date d'aujourd'hui (ONEE, régies publiques, distributeurs privés et SRM déjà créés) après des échanges avec eux et validation par le Conseil. Le montant final de ces charges s'entend net des recettes accessoires encaissées à divers titres par les opérateurs ;
- 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 nette comptable des actifs. Les durées de vie seront celles appliquées par les opérateurs dans leur comptabilité générale aux divers actifs telles qu'elles sont



précisées en annexe des états de synthèse annuels, 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.

Dans le cas où un opérateur ne dispose pas d'une comptabilité analytique suffisamment fiable, l'ANRE se réserve le droit de répartir les charges liées aux différentes activités de l'opérateur (ou d'en modifier la répartition proposée par ledit opérateur) selon sa propre méthodologie, en faisant appel à des coûts normatifs issus d'un benchmark pertinent.

### 5.3 Calcul du Revenu global Requis

Dans le cadre de la méthode adoptée, dite « cost-plus », l'ANRE détermine le revenu annuel requis pour chaque opérateur durant la période de régulation. Ce revenu sera ensuite utilisé pour fixer le tarif de la période.

$$RGR = CNE + CVA^3 + CPA - RNF$$

Avec :

- **CNE** : charges nettes d'exploitation.
- **CPA** : charges du capital autorisées. Il s'agit de la rémunération des investissements réalisés par l'opérateur régulé.
- **CVA** : contribution versée à l'ANRE. Il s'agit d'une contribution proportionnelle aux sommes perçues par les GRDs conformément à l'article 39 de la loi n°48-15.
- **RNF** : revenus non tarifaires. Il s'agit, entre autres, des services rendus aux tiers par l'activité de distribution de moyenne tension, tels que les éventuelles prestations directement facturées aux usagers, exclusives (raccordements, changements de compteurs, interventions techniques ...) ou non exclusives (maintenance d'installations privées ...).

#### 5.3.1 Charges nettes d'exploitation (CNE)

Les charges nettes d'exploitation sont principalement composées des achats externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

Le niveau des charges d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité de l'opérateur dans la mesure où, ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Les charges correspondant aux activités générant des revenus non tarifaires, tels que définis ci-dessus, sont exclues du périmètre des charges retenues, puisque lesdits revenus s'ajoutent au Revenu global Requis.

#### 5.3.2 Charges du capital autorisées (CPA)

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, et d'autre part d'une rémunération financière ayant comme base la valeur historique des ouvrages diminuée des amortissements.

Pour le calcul de cette dernière composante, un taux de rémunération des investissements est appliqué sur la Base d'Actifs Régulés (BAR). Celle-ci correspond à la Valeur Nette Comptable (VNC, c'est-à-dire la valeur brute diminuée des amortissements et des dépréciations cumulatifs) des immobilisations employées à la distribution d'électricité.

---

<sup>3</sup> L'énergie ayant transité par le réseau électrique national de transport n'est pas assujettie à la contribution versée à l'ANRE par les GRDs et ce, pour éviter la double comptabilisation

$$CPA = Amortissements + BAR \times Taux \text{ de r\u00e9mun\u00e9ration}$$

Les cat\u00e9gories d'actifs qui seront incluses dans la BAR sont \u00e0 la discr\u00e9tion de l'ANRE qui peut par exemple, consid\u00e9rer que les actifs non-productifs (v\u00e9hicules de fonction, etc...) ou li\u00e9s \u00e0 des activit\u00e9s non couvertes par le tarif (prestations non-exclusives, soumises \u00e0 la concurrence), ne sont pas \u00e0 prendre en compte dans la BAR.

Le taux de r\u00e9mun\u00e9ration est approxim\u00e9 par le Co\u00fbt Moyen Pond\u00e9r\u00e9 du Capital (CMPC) dont les param\u00e8tres sont d\u00e9finis selon les modalit\u00e9s pr\u00e9cis\u00e9es en annexe 8.3 .

## 5.4 Couverture des pertes

L'\u00e9valuation de l'\u00e9nergie achemin\u00e9e prise en consid\u00e9ration dans le calcul du tarif se fera selon la formule suivante :

$$E_{\text{Livr\u00e9e}} = E_{\text{Inject\u00e9e}} - E_{\text{Pertes}}$$

**E<sub>Livr\u00e9e</sub>** : d\u00e9signe la quantit\u00e9 d'\u00e9nergie soutir\u00e9e par les usagers du r\u00e9seau de distribution en moyenne tension (clients raccord\u00e9s en moyenne tension et postes de transformation MT/BT) ;

**E<sub>Inject\u00e9e</sub>** : d\u00e9signe la quantit\u00e9 d'\u00e9nergie inject\u00e9e dans le r\u00e9seau de distribution en moyenne tension (au niveau des postes sources HT/MT \u00e0 l'interface du r\u00e9seau \u00e9lectrique national de transport et par les installations de production raccord\u00e9es en moyenne tension) ;

**E<sub>Pertes</sub>** : correspond aux pertes d'\u00e9nergie provenant essentiellement de l'\u00e9chauffement des conducteurs MT (pertes par effet Joule) et des champs magn\u00e9tiques dans les transformateurs HT/MT (pertes fer); leur volume d\u00e9pend de la valeur du courant, de la longueur des lignes et des caract\u00e9ristiques du r\u00e9seau, ainsi que des modes d'exploitation.

Pour la couverture des pertes, deux solutions peuvent \u00eatre envisag\u00e9es :

- soit les pertes restent \u00e0 la charge des producteurs : chaque producteur doit donc produire la quantit\u00e9 d'\u00e9nergie factur\u00e9e \u00e0 ses clients, augment\u00e9e des pertes (et fixer ses prix en cons\u00e9quence) ;
- soit les pertes sont \u00e0 la charge des op\u00e9rateurs de r\u00e9seaux : chaque producteur ne fait qu'injecter sur le r\u00e9seau la quantit\u00e9 d'\u00e9nergie effectivement factur\u00e9e \u00e0 ses clients, charge aux op\u00e9rateurs (transport et distribution) d'acheter la quantit\u00e9 d'\u00e9nergie n\u00e9cessaire \u00e0 la compensation des pertes.

Par souci de coh\u00e9rence avec les dispositions prises dans l'\u00e9laboration du tarif d'acc\u00e8s au r\u00e9seau \u00e9lectrique national de transport (TURT), le choix a \u00e9t\u00e9 fait de laisser les pertes \u00e0 la charge des producteurs et des autoproducteurs pour la quote-part de l'\u00e9nergie transit\u00e9e par le r\u00e9seau, dans une limite exprim\u00e9e en pourcentage du volume de l'\u00e9nergie consomm\u00e9e, \u00e0 fixer par l'ANRE.

Il appara\u00eet toutefois n\u00e9cessaire que les GRDs soient incit\u00e9s \u00e0 ma\u00eetriser le volume des pertes car ce sont eux qui sont en mesure de mettre en \u00e9uvre les moyens n\u00e9cessaires \u00e0 la r\u00e9duction de leur volume (renforcement des lignes, modification des sch\u00e9mas d'exploitation, entretien des postes ...). En cons\u00e9quence, les GRDs seront tenus de compenser les pertes exc\u00e9dant la limite ainsi fix\u00e9e sans que les achats d'\u00e9nergie induits par cette compensation soient couverts par le tarif d'acc\u00e8s aux r\u00e9seaux \u00e9lectriques MT de la distribution.

## 5.5 Compte de r\u00e9gularisation

Afin de prendre en consid\u00e9ration d'\u00e9ventuels \u00e9carts entre les donn\u00e9es utilis\u00e9es pour la p\u00e9riode de r\u00e9gulation en cours et les donn\u00e9es r\u00e9ellement constat\u00e9es pour la m\u00eame p\u00e9riode, il est pr\u00e9vu de cr\u00e9er un compte de r\u00e9gularisation permettant d'enregistrer les \u00e9carts significatifs. Ce compte permettra aussi l'enregistrement des revenus ou des d\u00e9penses impr\u00e9vues intervenant durant la p\u00e9riode de r\u00e9gulation 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 réellement efficace des données dont le GRD concerné demande l'enregistrement ;
- de lisser l'apurement du compte sur plusieurs périodes en cas de solde important.

## 5.6 Services système

Dans sa décision n°02/24 du 5 février 2024, l'ANRE a fixé le tarif des services système (TSS) qui est acquitté par l'ensemble des producteurs du marché libre raccordés au réseau électrique national de transport.

L'ANRE considère que ce tarif doit également s'appliquer aux producteurs du marché libre raccordés sur les réseaux de distribution de moyenne tension, puisqu'eux et leurs clients bénéficient des mêmes services fournis par le GRT : réserves d'équilibrage primaire et secondaire (pour le contrôle de la fréquence), tertiaire (pour l'ajustement de l'offre) et fourniture d'énergie réactive (pour le contrôle de tension) :

- Pour le marché libre : les GRDs collecteront le TSS et le reverseront au GRT.
- Pour le marché réglementé : en cohérence avec la décision du TURT et du TSS, l'ONEE collectera le TSS et le reversera au GRT.

Sont concernées par le TSS les installations de production d'électricité de sources renouvelables, y compris celles destinées à l'autoproduction nécessitant un transit par le réseau.

## 5.7 Services de distribution

L'article 13 de la Loi n°82-21 relative à l'autoproduction prévoit que « *En plus du tarif d'utilisation du réseau électrique national prévu par les lois en vigueur, les autoproducteurs raccordés au réseau doivent s'acquitter d'une contribution au profit du gestionnaire de réseau électrique national concerné afin de bénéficier des services système et des services de distribution.* » (Traduction en français de la version arabe seule publiée dans le BO pour le moment)

Toutefois, la Loi ne définit pas plus précisément le périmètre de ces services de distribution.

En outre, lors de la première série de réunions tenues notamment avec les acteurs institutionnels, l'opérateur historique intégré (ONEE), les représentants des distributeurs ainsi que les représentants des développeurs privés, l'ANRE a constaté que l'étendue du périmètre de ces services n'est pas clairement définie pour l'ensemble des parties prenantes concernées.

**Eu égard à ce constat, l'ANRE a soumis officiellement une demande de clarification du périmètre susceptible d'être couvert par le TSD et poursuivra ses réflexions à réception de la réponse à cette demande.**

## 5.8 Traitement des frais de raccordement

Conformément à la réglementation en vigueur, tous les frais de renforcement du réseau électrique de moyenne tension de la distribution seront inclus dans les coûts de raccordement pris en charge par l'exploitant.

En conséquence, les coûts liés au raccordement des installations au réseau MT ne sont pas couverts par le tarif. Ils sont intégralement facturés à l'exploitant, à savoir :

- les coûts directs, y compris les équipements annexes nécessaires au raccordement, les limites de responsabilité définissant le raccordement se référant aux dispositions du code de réseau en la matière ;



- les éventuels coûts indirects, y compris les coûts de renforcement des réseaux MT de la distribution.

A titre transitoire et durant cette période de régulation tarifaire, les dispositions des textes juridiques en vigueur concernant la prise en charge des coûts de renforcement seront appliquées, sachant qu'elles posent un problème de cohérence avec le principe de la tarification de l'utilisation du réseau électrique national de transport. Cette question sera largement débattue avec les parties prenantes concernées en préparation de la prochaine période de régulation tarifaire (horizon 2027).



# 6. Construction de la structure tarifaire

## 6.1 Acteurs redevables du tarif

Les tarifs d'utilisation des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution s'appliquent à l'ensemble des usagers raccordés à ces réseaux, qu'ils relèvent du marché libre ou du marché réglementé.

Les acteurs du marché libre sont les suivants :

- les producteurs et les consommateurs concernés par la Loi n°13-09 telle qu'elle a été modifiée et complétée par la Loi n°40-19 ;
- les autoproducteurs et les autoconsommateurs visés par la Loi n°82-21.

Les acteurs du marché réglementé sont les suivants :

- les installations raccordées aux réseaux de distribution de moyenne tension dont la production d'électricité est destinée au marché réglementé ;
- les consommateurs dudit marché réglementé.

Les consommateurs du marché réglementé sont soumis à un tarif de vente intégré qui rémunère l'ensemble des activités de la chaîne de valeur, c'est-à-dire la production, le transport, la distribution et la commercialisation. Le tarif d'accès aux réseaux de distribution de moyenne tension est donc inclus dans ce tarif de vente final.

A contrario, les consommateurs du marché libre s'acquittent directement du seul prix de l'énergie auprès des producteurs. Les autoconsommateurs, quant à eux, n'achètent que l'éventuelle énergie complémentaire sur le marché réglementé. Dans les deux cas, ils restent redevables du tarif d'accès aux réseaux de distribution, pour tout ou partie de leur consommation en cas d'utilisation desdits réseaux.

A la lecture de la Loi n°13-09 et de la Loi n°82-21, l'ensemble des usagers (consommateurs et producteurs) sont redevables du tarif d'accès aux réseaux de distribution de moyenne tension. Celui-ci pourrait donc s'appliquer indifféremment aux injections et/ou aux soutirages.

Dans un souci de simplification, sur le marché libre, l'ANRE souhaite néanmoins faire porter le tarif sur les seuls consommateurs. En effet, dans le cas où le producteur supporterait tout ou partie du tarif, le péage distribution deviendrait une charge qui devrait être couverte par le prix de vente de l'énergie, au même titre que les autres composantes de son prix de revient. Dans tous les cas, c'est donc le consommateur qui supporte le tarif, soit en tant que tel, soit intégré dans le prix de l'énergie. Ceci présente en outre l'avantage de la cohérence avec le tarif d'accès au réseau électrique national de transport.

L'ANRE est pleinement consciente que, dans le cas où le producteur et le consommateur se situent sur des réseaux de distribution différents, cette dissymétrie prive le GRD auquel est raccordé le producteur de toute rémunération supplémentaire au titre du tarif d'accès aux réseaux MT de la distribution. Néanmoins, il convient de noter :

- que l'énergie injectée sur le réseau de distribution par ce producteur soit obligatoirement consommée par les clients raccordés à ce même réseau, puisqu'elle ne remonte pas sur le réseau de transport; en conséquence, le GRD perçoit le tarif d'accès au réseau de distribution auprès des consommateurs, soit directement auprès des consommateurs du marché libre, soit indirectement auprès des consommateurs du marché réglementé ;
- que les surcoûts éventuels générés par le raccordement du producteur sont à sa charge exclusive et ne doivent donc pas être couverts par le tarif d'accès au réseau MT de la distribution (cf. § 5.8).



Par ailleurs, le raccordement d'un nouveau producteur sur un réseau de distribution va nécessairement diminuer les soutirages de ce distributeur sur le réseau de transport, à hauteur de cette production locale. Le déséquilibre ainsi créé entre l'énergie achetée par le distributeur (mesurée au niveau des postes sources), et l'énergie vendue aux consommateurs du marché réglementé raccordés à son réseau, devra donc être traité dans une convention entre GRDs. Les éventuelles spécificités liées à des situations particulières pourront être traitées dans le cadre de ces conventions.

## 6.2 Services couverts par le tarif

La loi ne définit pas précisément les services couverts par la notion d'utilisation du réseau. Néanmoins, conformément aux pratiques internationales, l'ANRE considère que le tarif d'utilisation des réseaux électriques de distribution en moyenne tension doit couvrir les coûts du distributeur en matière de développement, de maintenance et d'exploitation des infrastructures, tel que prévu par la loi.

Une analyse plus fine des services couverts par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution en moyenne tension suppose d'envisager les différents cas d'usage selon les localisations respectives du producteur et du consommateur. Cette analyse fait l'objet de l'annexe 8.1.

## 6.3 Principe du « timbre-poste »

L'ANRE a retenu le principe du « **timbre-poste** », qui signifie que la tarification est indépendante de la distance entre le point d'injection et le point de soutirage.

Il s'agit d'un principe très généralement adopté dans la tarification des réseaux électriques, tout particulièrement dans le cas des réseaux de distribution, pour des raisons à la fois théoriques et pratiques. Sur un plan théorique, les flux physiques générés par un flux commercial entre un producteur et un consommateur sont indépendants de la distance qui les sépare puisqu'ils ne vont pas nécessairement de l'un vers l'autre. Sur un plan pratique, il s'agit à l'évidence de la solution la plus simple à mettre en œuvre.

Par ailleurs, ce principe a déjà été retenu par l'ANRE dans la méthodologie d'élaboration du tarif d'accès au réseau électrique national de transport.

## 6.4 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<sup>4</sup>. Le regroupement tarifaire de différents points de connexion, par conséquent, n'est pas envisagé durant la première période de régulation.

## 6.5 Tarif binôme

L'orthodoxie économique veut, d'une part, que les revenus d'un monopole régulé, tel qu'un gestionnaire de réseau, soient fixés pour couvrir ses coûts et, d'autre part, que chaque utilisateur couvre les coûts qu'il génère.

Ceci induit donc deux problématiques bien distinctes, voire indépendantes : le niveau du tarif, c'est-à-dire le Revenu Global Requis (RGR) de l'opérateur et la structure du tarif, c'est-à-dire sa répartition entre les différents acteurs.

---

<sup>4</sup> C'est-à-dire que les coûts sont calculés en fonction de la localisation précise du point de connexion d'un utilisateur



La détermination du Revenu Global Requis est largement encadrée par la loi et a fait l'objet de différents développements dans le chapitre précédent (cf. notamment le schéma récapitulatif au § 5.1 ).

La structure du tarif doit envoyer un « signal prix » au consommateur final qui (i) reflète aussi fidèlement que possible le coût subi par l'opérateur à tout moment pour satisfaire la demande et (ii) qui incite le consommateur à réduire sa consommation lorsque le coût est le plus élevé pour la satisfaire, de façon à réduire le coût global supporté par la collectivité.

Les réseaux de distribution, comme le réseau national de transport, sont dimensionnés pour permettre l'acheminement d'une certaine quantité d'énergie. On dit qu'ils sont dimensionnés par la pointe de consommation. Une fois que le réseau est construit, le coût des infrastructures (développement, maintenance et exploitation) est indépendant de l'énergie qui y est effectivement acheminée. Seul le coût de couverture des pertes dépend de l'énergie, en première approximation, de façon proportionnelle.

En matière de réseaux électriques, la réduction du coût supporté par la collectivité passe donc, avant tout, par la diminution de la pointe de consommation. En conséquence, la structure du tarif doit inciter le consommateur à moins consommer pendant les heures où le réseau est le plus chargé.

L'introduction d'un terme fixe (proportionnel à la puissance souscrite) répond à cet objectif puisque le coût supporté par un consommateur sera d'autant plus faible, pour une même quantité d'énergie consommée, que sa consommation sera étalée sur un plus grand nombre d'heures : la part proportionnelle à l'énergie restera la même mais la part liée à la puissance souscrite sera d'autant plus faible que sa pointe de consommation sera réduite.

L'utilité d'une telle tarification binôme, c'est-à-dire comportant un terme proportionnel à l'énergie (terme variable) et un terme proportionnel à la puissance souscrite (terme fixe), est particulièrement évidente dans le cas de l'autoconsommation. En effet, dans le cadre d'une tarification uniquement fondée sur l'énergie, un autoconsommateur qui se satisferait de sa propre production ne paierait rien au titre de l'utilisation du réseau, alors même que le réseau lui apporte des services : a minima, le réglage de sa fréquence et l'assurance d'être alimenté en cas de défaillance ou d'insuffisance de son autoproduction.

Lors de l'élaboration de la méthodologie de tarification de l'accès au réseau national de transport, l'ANRE avait fait le choix, pour cette première période de régulation, d'un tarif strictement proportionnel à l'énergie soutirée. Toutefois, elle avait souligné que, pour les périodes de régulation ultérieures, et en fonction du développement du réseau et de son utilisation, elle examinera la faisabilité d'un système de tarification comportant une part fixe, fonction de la puissance souscrite.

Compte tenu des contraintes mentionnées en préambule du présent document, l'ANRE est contrainte de faire le même choix de simplification pour cette première période de régulation. En effet, la méthodologie qui permettrait une quantification de la part fixe nécessite des données qui ne sont pas aujourd'hui disponibles.

En conséquence, pour cette première période de régulation réduite à deux ans, le tarif d'accès aux réseaux de distribution en moyenne tension ne comportera qu'**un terme proportionnel à l'énergie consommée**. Ce principe sera réexaminé à l'occasion de la refonte conjointe du TURD et du TURT pour la prochaine période de régulation qui débutera en 2027.

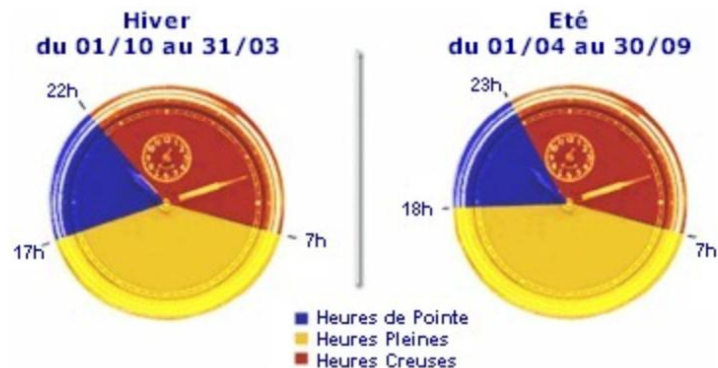
## 6.6 Modulation horosaisonnaire

Conformément aux principes énoncés dans le paragraphe précédent, il apparaît juste que les usagers qui consomment pendant les heures où le réseau est le plus chargé contribuent davantage que ceux qui consomment pendant les heures creuses.



Le tarif de vente aux clients MT du marché réglementé comporte une différenciation horosaisonnaire. Ceci implique, d'une part, que les clients sont déjà habitués à une telle différenciation temporelle et que, d'autre part, ils sont équipés des dispositifs de comptage adaptés.

(Source : Site web de l'ONEE)



Afin de ne pas introduire de confusion dans l'esprit des clients, l'ANRE souhaite caler la définition des plages horaires sur celles déjà en vigueur dans le cadre du tarif de vente final aux clients du marché réglementé.

Toutefois, cette différenciation horosaisonnaire n'a d'intérêt que si les calculs qui seront effectués à partir des courbes de charges fournies par les opérateurs conduisent à des tarifs significativement différents. Pour les mêmes raisons que celles précédemment évoquées, l'ANRE n'est pas en mesure d'effectuer de tels calculs, faute de disponibilité des données.

En conséquence, pour cette première période de régulation réduite à deux ans, le tarif d'accès aux réseaux de distribution en moyenne tension **ne comportera pas de modulation horosaisonnaire**. Ce principe sera réexaminé à l'occasion de la refonte conjointe du TURD et du TURT pour la prochaine période de régulation qui débutera en 2027.

## 6.7 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.





# 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 des réseaux électriques de distribution de moyenne tension 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 des GRDs 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 les GRDs, soit en utilisant des données estimées transmises par les GRDs 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 différents termes de la grille tarifaire.

Ces montants ainsi que les dispositions d'entrée en vigueur seront approuvés par le Conseil de l'ANRE, après avis des GRDs concernés, selon les dispositions de la Loi n°48-15.

## 7.3 Révision de la méthodologie de tarification

Avant la fin de la première période de régulation, fixée à 24 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.



## 8. Annexes

### 8.1 Services couverts par le tarif selon différents cas d'usage

Si on considère que le tarif d'utilisation des réseaux électriques de distribution de moyenne tension (TURD) est supporté par tous les utilisateurs du réseau, soit directement pour le marché libre, soit indirectement pour le marché réglementé, alors on peut prendre l'option simplificatrice que c'est le consommateur (ou l'autoconsommateur) qui paie intégralement le TURD.

En effet, dans le cas où le producteur (ou l'autoproduiteur) bénéficie d'un service distinct de celui apporté au consommateur, parce qu'il se trouve sur un réseau distinct ou parce qu'il injecte de l'énergie excédentaire, il trouve d'autres consommateurs sur le même réseau de distribution qui consomment l'énergie qu'il injecte puisque sa production ne remonte pas sur le réseau électrique national de transport en raison de l'interdiction du flux inverse prévue dans le CRENT approuvé par l'ANRE en décembre 2021. Ce sont ces consommateurs qui, de ce fait, supportent le TURD pour les services liés à l'injection de sa production.

Dans ce cas, le consommateur paie toujours au GRD auquel il est raccordé. En effet, le GRD auquel le producteur est raccordé sera rémunéré par les consommateurs, raccordés à ce même réseau, qui consomment l'énergie injectée par le producteur. Le tableau qui suit identifie les services couverts par le tarif d'accès aux réseaux électriques de distribution en moyenne tension, ainsi que les flux dimensionnant les montants des contributions à percevoir au titre de ce tarif.

Par convention, le terme « autoconsommateur » désigne la personne participant à une opération d'autoproduction (autrement dit l'autoproduiteur, tel que mentionné par la Loi n°82-21) en tant qu'elle dispose d'un raccordement au réseau pour une installation de consommation d'électricité. De même, l'autoproduiteur désigne la même personne, mais en tant qu'elle dispose d'un raccordement au réseau pour une installation de production d'électricité avec le même niveau de tension.

Le cas de l'autoproduiteur (et donc de l'autoconsommateur) non raccordé au réseau n'a pas été étudié, puisque, bien évidemment, il ne supporte aucun tarif d'accès au réseau.

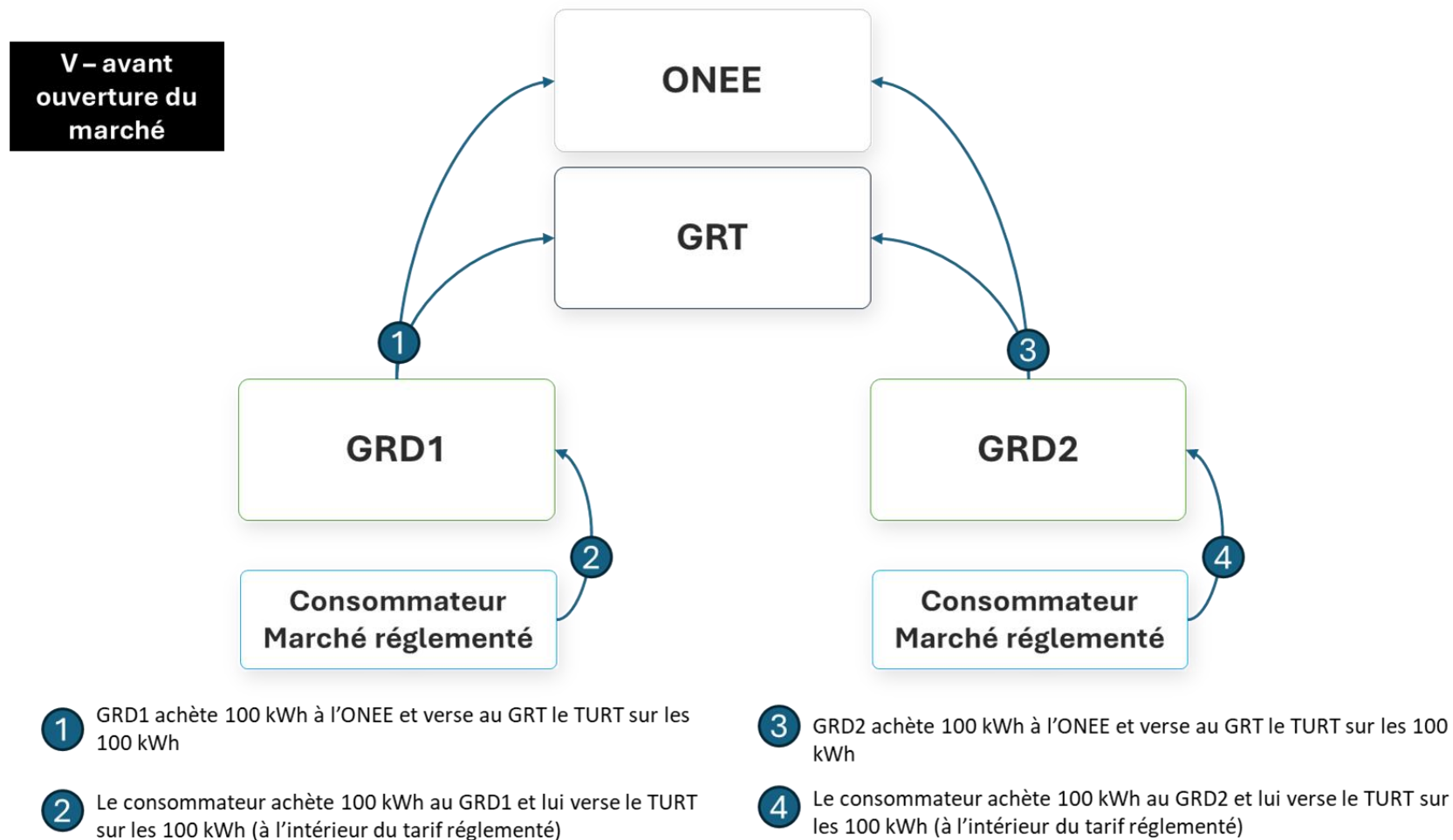
Cas d'usage	Soumis au TURD ? Si oui, sur quelle base de calcul ?	Soumis au TURT ? Si oui, sur quelle base de calcul ? <sup>5</sup>
Producteur et consommateur raccordés au même réseau de distribution	Oui, sur l'énergie consommée	Oui, sur l'énergie complémentaire
Producteur et consommateur raccordés à deux réseaux de distribution différents	Oui, sur l'énergie consommée	Oui, sur l'énergie consommée
Producteur raccordé au réseau de transport et consommateur raccordé à un réseau de distribution	Oui, sur l'énergie consommée	Oui, sur l'énergie consommée
Autoproduiteur et autoconsommateur situés sur le même site	Oui, sur l'énergie complémentaire	Oui, sur l'énergie complémentaire
Autoproduiteur et autoconsommateur situés sur des sites différents raccordés au même réseau de distribution	Oui, sur l'énergie consommée	Oui, sur l'énergie complémentaire
Autoproduiteur et autoconsommateur raccordés à des réseaux de distribution différents	Oui, sur l'énergie consommée	Oui, sur l'énergie consommée

<sup>5</sup> Cf Section 4.4 pour l'explication du besoin de compensation entre GRDs au titre du TURT et de l'énergie suite à la modification des flux





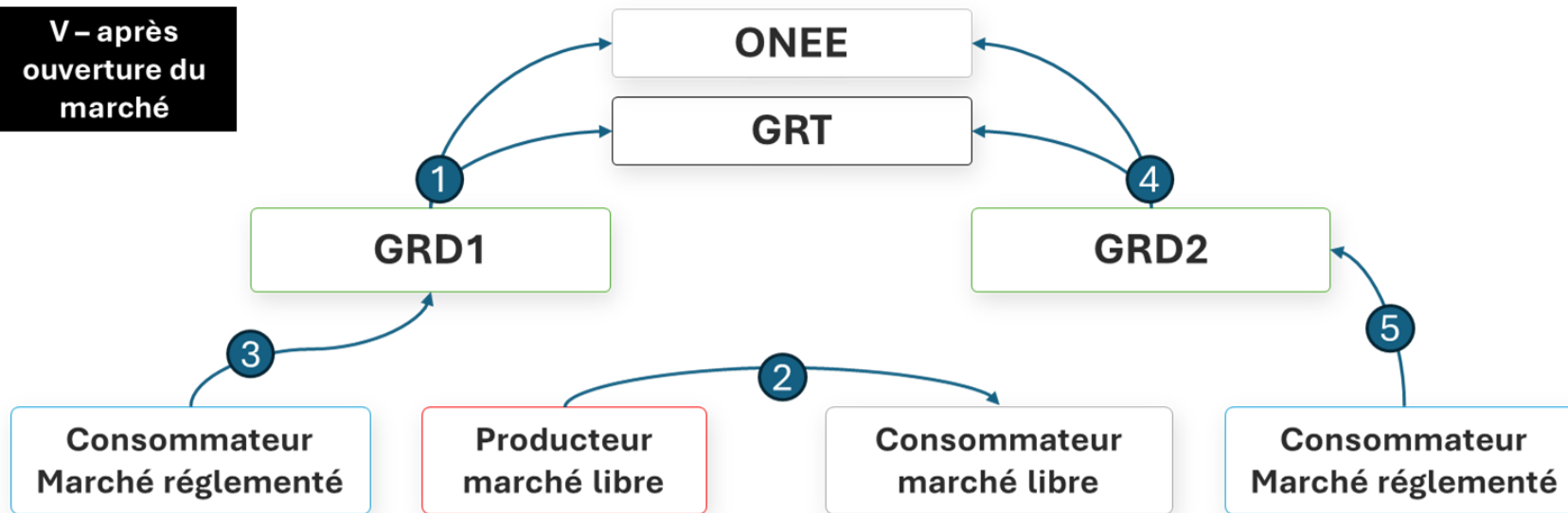
### 8.2.2 Version simplifiée (avec un exemple illustratif) :



Pas de compensation nécessaire :

- Les consommateurs de chaque réseau achètent chacun 100 kWh et consomment 100kWh
- Les GRD achètent chacun 100 kWh à l'ONEE, vendent 100kWh à leurs clients et versent le TURT sur 100kWh au GRT

**V – après ouverture du marché**



- 1 GRD1 achète 80 kWh à l'ONEE et verse au GRT le TURT sur les 80 kWh
- 2 Le producteur vend 20 kWh au consommateur sur le marché libre mais les injecte sur le réseau du GRD1
- 3 Le consommateur achète 100 kWh au GRD1 et lui verse le TURT sur les 100 kWh (à l'intérieur du tarif réglementé) car la production du producteur est physiquement consommée par lui et acheminée par le GRD1. Ce dernier gagne sur la vente des 20 kWh d'énergie qu'il n'achète pas et sur le TURT qu'il ne reverse pas

- 4 GRD2 achète 100 kWh à l'ONEE et verse au GRT le TURT sur les 100 kWh
- 5 Le consommateur réglementé achète 80 kWh au GRD2 et lui verse le TURT sur les 80 kWh (à l'intérieur du tarif réglementé)  
Le consommateur sur le marché libre reçoit physiquement les 20 kWh achetés au producteur mais ne les paie pas au GRD2

**Compensation nécessaire :**

- Le GRD1 vend 100 kWh d'énergie et de TURT mais ne paie que 80 kWh d'énergie à l'ONEE et verse le TURT sur 80 kWh au GRT
  - Le GRD2 vend 80 kWh d'énergie et de TURT mais achète 100 kWh d'énergie à l'ONEE et verse 100kWh de TURT au GRT
- **le GRD1 doit compenser le GRD2**



## 8.3 Calcul du taux de rémunération des investissements pour estimer les charges de capital autorisées

Le taux de rémunération des investissements est approximé par le CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital). Le CMPC d'une entreprise est le taux de rentabilité exigé par les investisseurs pour financer les projets de l'entreprise.

Une entreprise dispose de deux possibilités pour se financer : l'emprunt (i.e. la dette) ou les fonds propres. Le CMPC se calcule à partir du coût lié à la rémunération des fonds propres immobilisés et celle des créiteurs. On parle de coût moyen pondéré, car on calcule le CMPC en pondérant ces deux coûts unitaires par la proportion effective de dettes et de fonds propres composant le passif de l'entreprise (on parle alors de ratio d'endettement, i.e. du poids de la dette dans le passif de l'entreprise).

$$\text{CMPC} = \text{Coût des fonds propres} \times (1 - \text{Ratio d'endettement}) + \text{Coût de la dette} \times \text{Ratio d'endettement} \times (1 - \text{taux d'imposition})$$

### 8.3.1 Coût des fonds propres

#### Le CAPM, fondement théorique du calcul du coût des fonds propres

Le *Capital Asset Pricing Model* (CAPM, MEDAF en français) est une méthode de valorisation du rendement cible d'un actif basé sur des principes de marchés concurrentiels, et supposant qu'à chaque instant un investisseur a le choix entre (i) investir dans un actif financier dit « sans risque » (tels que les bons du trésor, obligation d'Etat...), (ii) investir sur la « moyenne » du marché financier, (iii) investir dans une société particulière, dans un secteur d'activité donné.

La méthode du CAPM permet de fixer un rendement cible de cette société particulière en ajustant un « taux sans risque » de départ :

$$\text{Coût des fonds propres} = \text{Taux sans risque} + \beta \times \text{PrimeDeRisque}$$

- **Taux sans risque** : c'est la rentabilité attendue par le marché pour un actif présentant le risque le plus faible. Il est fixé en fonction des taux souverains du Maroc, afin de refléter le niveau de risque propre au pays ainsi que les spécificités locales.
- La prime de risque :
  - *Le beta* : la corrélation entre la volatilité de l'entreprise et celle du marché. Il est censé représenter le risque systématique non-diversifiable des capitaux investis. Il sera estimé sur la base d'un échantillon de sociétés comparables incluant en partie des entreprises avec une participation publique dans l'actionariat<sup>6</sup>.
  - *La prime de risque de marché* : la rentabilité moyenne espérée sur le marché, constatée à partir des données historiques.

#### Enjeux d'application à la régulation

L'approche CAPM est optimisée pour apprécier le coût d'opportunité d'un opérateur privé. En effet, un investisseur privé souhaitera obtenir un premium sur le taux sans risque qui soit cohérent avec le risque de marché qu'il est capable de prendre par ailleurs.

<sup>6</sup> Il est également important de noter que l'actionariat des SRM peut être détenu jusqu'à 90% par le secteur privé, ce qui rend l'utilisation de cette approche tout à fait cohérente.



Or, le secteur de la distribution d'électricité au Maroc, dans le cadre des réformes prévues par la loi n°83-21, se caractérise par une forte présence de capitaux publics. Ce contexte justifie une adaptation des méthodologies classiques d'évaluation financière afin de tenir compte de la structure de l'actionnariat. En effet, les entreprises publiques disposent de capacités d'arbitrage différentes de celles des entreprises privées et peuvent mobiliser des instruments additionnels pour atténuer les risques grâce à l'intervention de l'Etat.

Par ailleurs, l'application stricte du modèle CAPM, basé sur des comparables sectoriels, peut s'avérer inadéquate pour garantir une trésorerie suffisante, en particulier lorsque les échéances de la dette sont significativement plus courtes que la durée d'amortissement des actifs. Ce décalage peut entraîner un effet d'étranglement financier, où le service de la dette absorbe une part disproportionnée des flux de trésorerie disponibles, compromettant ainsi la viabilité financière à court terme.

Pour ces raisons, l'ANRE choisi d'utiliser d'ajuster l'approche CAPM :

- Ajuster le ratio d'endettement, reflétant la capacité des entreprises publiques à recourir davantage à la dette (en fixant un ratio normatif notamment et déterminé par benchmark)
- Moduler le calcul du coût des fonds propres en cohérence avec l'actionnariat :
  - lorsque le GRD est 100% public : cohérent avec les rendements exigés pour les prises de participation des sociétés publiques marocaines ;
  - lorsque le GRD est en partie privé : approche CAPM avec des comparables dont l'actionnariat est cohérent comme expliqué précédemment.

Des ajustements supplémentaires seront effectués, le cas échéant, pour intégrer les différentes contraintes identifiées, telles que le niveau d'endettement souhaité, le contexte régional, ou tout autre facteur pertinent.

L'ANRE veillera à ce que les revenus des opérateurs régulés soient suffisants pour couvrir le service de la dette, garantissant ainsi la soutenabilité financière de leur activité.

### 8.3.2 Ratio d'endettement

L'approche retenue par l'ANRE pour fixer un ratio d'endettement est l'approche normative tirée d'un benchmark. Ce ratio est fixé pour correspondre à une **structure financière optimale**, plutôt que la structure financière réelle de l'opérateur régulé. Cette approche est destinée à inciter l'opérateur à optimiser sa structure financière.

En effet, un financement entièrement par la dette ne serait pas acceptable pour les prêteurs, qui exigeront de l'emprunteur un apport en fonds propres minimal. Mais un financement entièrement en fonds propres ne serait généralement pas optimal pour l'opérateur, que ce soit en termes de montants à mobiliser, de niveau de risque et de compétitivité de son offre (le coût des fonds propres étant plus élevé que celui de la dette).

### 8.3.3 Coût de la dette

Le coût de la dette pourra être établi en appliquant une prime d'endettement au taux sans risque. Cette prime d'endettement peut être approximée par la moyenne des spreads des Credit Default Swaps (CDS) d'entreprises internationales du même secteur. Ce choix s'explique par l'absence de données marocaines. Bien que non parfait, cet indicateur permet de capter une dimension essentielle : le risque spécifique au secteur d'activité, qui reste globalement influencé par des dynamiques similaires à l'international.

L'objectif de cette méthode est de fournir une estimation raisonnable du coût de la dette reflétant le risque sectoriel. En l'absence de données marocaines spécifiques, cette approche, même imparfaite, constitue une alternative fiable et cohérente.

