



Autorité
de Régulation
du Secteur de l'Electricité
République démocratique du Congo

DIRECTIVES SUR LA MODELISATION MATHEMATIQUE DU CALCUL DES TARIFS DE L'ELECTRICITE

Summary

1. Préambule

Ces Directives établissent un référentiel méthodologique commun pour la construction, l'instruction et l'évaluation des modèles tarifaires dans le secteur de l'électricité en République Démocratique du Congo.

Elles reposent sur les principes tarifaires consacrés par l'article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité : vérité des prix, égalité, équité et non-transférabilité des charges. Elles traduisent ces principes en une démarche opérationnelle permettant de passer des données techniques, économiques et financières au tarif applicable.

Le principe directeur peut être schématisé comme suit :

Cadre légal → Données → Coûts → Actifs → Financement → Revenu requis → Volumes/inducteurs → Allocation → Tarif → Contrôles et sensibilités → Procédure réglementaire

La démarche n'impose pas un modèle identique à tous les projets. Elle prévoit plutôt un socle méthodologique commun, décliné selon la nature de l'activité ou du régime tarifaire concerné.

2. Démarches par nature de projet

Nature du projet / régime	Logique du modèle	Étapes chronologiques essentielles	Résultat attendu
1. Opérateur verticalement intégré	Reconstituer l'ensemble de la chaîne de coûts Production → Transport → Distribution → Commercialisation, puis affecter les coûts aux catégories de consommateurs.	1. Délimiter le périmètre tarifaire → 2. Collecter et valider les données → 3. Séparer les activités et les comptes → 4. Identifier et analyser CAPEX/OPEX 5. Déterminer la BAR/RAB → 6. Déterminer le coût du capital → 7. Fixer les paramètres techniques et macroéconomiques 8. Calculer le revenu requis par activité 9. Établir le bilan énergétique 10. Allouer les coûts 11. Construire le modèle mathématique 12. Construire la grille tarifaire 13. Vérifier la récupération du revenu requis 14. Effectuer les sensibilités 15. Finaliser l'étude tarifaire.	Tarif par activité, niveau de tension et catégorie de consommateurs, assurant la récupération du revenu requis sans transfert injustifié de charges
2. Mini-réseaux et systèmes isolés	Calculer le coût du service tout en intégrant fortement la demande, le dimensionnement du système, les subventions et la viabilité financière.	1. Définir le projet 2. Collecter les données techniques et socioéconomiques 3. Estimer la demande 4. Construire les scénarios de demande 5. Dimensionner le système 6. Identifier les CAPEX 7. Identifier les OPEX	Tarif soutenable du mini-réseau, cohérent avec les coûts, la demande réelle/prévisionnelle, les subventions et les conditions de financement.

		8. Identifier financement et subventions 9. Déterminer BAR/RAB et amortissements 10. Déterminer le coût du capital 11. Calculer le revenu annuel requis → 12. Calculer le tarif moyen 13. Construire la grille tarifaire 14. Tester la viabilité financière 15. Effectuer les sensibilités 16. Finaliser le modèle.	
3. Clients éligibles	Régime particulier : le prix de l'énergie est librement négocié entre le client éligible et le producteur/fournisseur ; les coûts d'accès au réseau demeurent distincts.	1. Vérifier le statut d'éligibilité 2. Déterminer le besoin énergétique → 3. Consulter les producteurs/fournisseurs 4. Analyser les offres 5. Négocier le prix de l'énergie 6. Conclure le PPA/contrat 7. Déterminer séparément les coûts d'accès au réseau 8. Constituer le dossier réglementaire → 9. Soumettre à l'examen/formalisation réglementaire 10. Assurer le suivi contractuel et réglementaire.	Prix négocié de l'énergie + tarifs réglementés d'accès au réseau et autres composantes applicables.
4. Producteur indépendant	Déterminer le revenu nécessaire à l'activité de production et le rapporter à l'énergie nette livrable.	1. Collecter les données du projet 2. Valider les investissements 3. Identifier les OPEX 4. Déterminer actifs et amortissements 5. Analyser financement et coût du capital 6. Estimer la production nette	Tarif d'achat de l'électricité au producteur, justifié par le coût du service et la production nette livrable.

		7. Calculer le revenu requis 8. Calculer le tarif d'achat 9. Tester sensibilité et viabilité 10. Finaliser l'étude.	
5. Transporteur	Déterminer le coût réglementé de mise à disposition et d'utilisation du réseau de transport.	1. Délimiter le réseau 2. Inventorier et valoriser les actifs 3. Collecter les données d'exploitation 4. Déterminer les OPEX 5. Déterminer BAR/RAB et amortissements 6. Déterminer le coût du capital 7. Calculer le revenu requis 8. Identifier utilisateurs et inducteurs → 9. Allouer les coûts 10. Calculer le tarif d'accès 11. Vérifier la récupération du revenu → 12. Tester et finaliser.	Tarif d'accès au réseau de transport, pouvant comprendre une composante puissance et une composante énergie.
6. Distributeur	Identifier le coût propre au réseau de distribution et l'allouer selon l'utilisation des infrastructures et les catégories desservies.	1. Délimiter le réseau de distribution → 2. Identifier les actifs 3. Collecter les données 4. Identifier les OPEX 5. Déterminer BAR/RAB et amortissements 6. Déterminer le coût du capital 7. Calculer le revenu requis 8. Établir le bilan énergétique et les pertes 9. Allouer les coûts par tension/catégorie 10. Calculer le tarif de distribution 11. Vérifier les recettes	Tarif d'accès ou de distribution reflétant les coûts des infrastructures effectivement utilisées.

		12. Effectuer les sensibilités.	
7. Importateur / commercialisateur	Reconstituer le coût complet de l'électricité achetée/importée et de son acheminement jusqu'au point de vente.	1. Identifier le coût d'achat/importation 2. Identifier droits, taxes et charges applicables 3. Déterminer les coûts de transport et distribution 4. Identifier les coûts administratifs et commerciaux 5. Déterminer les volumes commercialisés 6. Calculer le coût complet 7. Appliquer les éléments de rémunération autorisés 8. Déterminer le tarif → 9. Vérifier et documenter.	Tarif de commercialisation/vente fondé sur le coût complet de l'énergie rendue au point de livraison.

3. Lecture des principaux régimes

A. Réseau verticalement intégré

C'est le modèle le plus complet de la Directive. Il exige d'abord de séparer économiquement les différentes activités afin de respecter notamment le principe de non-transférabilité des charges consacré par l'article 23 de la Loi n°14/011.

Production → Transport → Distribution → Commercialisation → Revenu requis par activité → Allocation HT/MT/BT → Grille tarifaire

La relation centrale est :

$RR_{total} = RR_{production} + RR_{transport} + RR_{distribution} + RR_{commercialisation}$

Le tarif n'est donc déterminé qu'après reconstruction et allocation de l'ensemble des coûts.

B. Mini-réseaux

Le mini-réseau conserve la logique du coût du service, mais la demande devient une variable particulièrement déterminante.

Projet → Demande → Dimensionnement → CAPEX/OPEX → Financement/Subventions → BAR → Revenu requis → Tarif → Viabilité

Cette approche reprend notamment les acquis des outils COMESA, BAD/AESTAP et Castalia, ce dernier articulant trois dimensions : calcul tarifaire, estimation de la demande et évaluation financière.

C. Clients éligibles

La logique est différente du régime tarifaire classique. Conformément à l'article 10 de l'Arrêté ministériel n°030/CAB/MIN-ENRH/2017 du 21 avril 2017 portant fixation des conditions d'accès au statut de client éligible, le client éligible peut choisir son producteur ou fournisseur et négocier librement le prix de l'énergie dans le respect des règles applicables.

Éligibilité → Consultation → Négociation → PPA → Prix négocié → Accès au réseau → Formalisation réglementaire

Il faut donc distinguer :

Prix négocié de l'énergie $\neq$ Tarif réglementé d'accès au réseau

D. Producteur indépendant

La logique est plus directement centrée sur le coût de production :

Investissements + OPEX + amortissements + rémunération du capital + charges admissibles → Revenu requis → Production nette livrable → Tarif d'achat

4. Socle mathématique commun

Malgré les différences entre projets, la majorité des régimes réglementés convergent vers une même architecture :

Revenu requis :

$$RR = OPEX + AMORT + REMCAP + FISC + AJUST - AUTRES REVENUS$$

avec notamment :

$$REMCAP = RAB \times WACC$$

Puis :

$$\text{Tarif moyen} = \text{Revenu requis} / \text{Énergie facturable}$$

Cette logique constitue la traduction opérationnelle du principe de vérité des prix prévu à l'article 23 de la Loi n°14/011, complété par les dispositions réglementaires relatives aux investissements, charges d'exploitation, amortissements, fiscalité et rémunération autorisée.

5. Schéma général de la Directive

La Directive peut finalement être résumée en deux chaînes complémentaires :

Chaîne technique :

Périmètre → Données → Coûts → Actifs → Financement → Revenu requis → Demande/Volumes → Allocation → Tarif → Sensibilités

Chaîne administrative :

Dépôt du dossier → Recevabilité → Instruction ARE → Vérification des coûts → Harmonisation du modèle → Avis ARE → Transmission aux ministres compétents → Décision tarifaire → Publication/notification

Ainsi, la nature du projet détermine la configuration du modèle, mais l'ensemble reste rattaché à une doctrine commune : partir des données vérifiables et des coûts admissibles pour aboutir à un tarif transparent, justifié et conforme au cadre légal et réglementaire.

Soraya AZIZ-MOTO

Directrice Générale





Autorité
de Régulation
du Secteur de l'Electricité
République démocratique du Congo

DIRECTIVES SUR LA MODÉLISATION MATHÉMATIQUE DU CALCUL DES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ EN RÉPUBLIQUE DÉMOCRATIQUE DU CONGO

**Document consolidé de référence pour l'élaboration, l'instruction, l'évaluation et la révision
des tarifs de l'électricité**

TABLE DES MATIÈRES

Préambule	5
PARTIE I — CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE DE LA TARIFICATION	6
1. Fondement légal de la tarification de l'électricité	6
CHAPITRE I — LES QUATRE PRINCIPES TARIFAIRES LÉGAUX	6
2. Principe de vérité des prix	6
3. Principe d'égalité	7
4. Principe d'équité	8
5. Principe de non-transférabilité des charges	8
CHAPITRE II — CATÉGORIES DE TARIFS RECONNUES PAR LE DROIT CONGOLAIS	9
6. Typologie réglementaire	9
PARTIE II — SYNTHÈSE CHRONOLOGIQUE DES ÉTAPES DE CONCEPTION DU MODÈLE MATHÉMATIQUE TARIFAIRE	9
7. Objet et portée de la démarche méthodologique	9
7.1. Démarche chronologique applicable aux opérateurs verticalement intégrés	10
7.2. Démarche chronologique applicable aux mini-réseaux et systèmes isolés	12
7.3. Démarche chronologique applicable aux clients éligibles	15
7.4. Démarche chronologique applicable à un producteur indépendant	16
7.5. Démarche chronologique applicable aux activités de transport et de distribution	17
7.6. Lecture synthétique commune	17
PARTIE III — FONDEMENT JURIDIQUE DU MODÈLE MATHÉMATIQUE	17
8. Obligation de modélisation	17
PARTIE IV — MÉTHODOLOGIE DU COÛT DU SERVICE	18
9. Fondement juridique de la méthode	18
10. Équation générale du revenu requis	18
11. Critères opérationnels de recevabilité des coûts	19
PARTIE V — MODÈLE TARIFAIRE DES OPÉRATEURS VERTICALEMENT INTÉGRÉS	19
12. Principe général	19
13. Séparation fonctionnelle	19
14. Module Production	20
15. Module Transport	20
16. Module Distribution	21
17. Module Commercialisation	21
18. Reconstruction du coût par niveau de tension	21
19. Allocation par catégories de consommateurs	22

20. Construction de la grille tarifaire	22
21. Condition de fermeture du modèle intégré	22
PARTIE VI — MODÉLISATION TARIFAIRE DES MINI-RÉSEAUX	22
22. Spécificité économique des mini-réseaux.....	22
23. Architecture mathématique du mini-réseau.....	23
24. Modèle de demande.....	23
25. Scénarios de demande	23
26. Traitement des subventions	24
27. Contrôle de viabilité.....	24
PARTIE VII — RÉGIME PARTICULIER DES CLIENTS ÉLIGIBLES.....	24
28. Fondement du régime	24
29. Liberté de négociation du prix	25
30. Séparation entre prix de l'énergie et accès au réseau.....	25
PARTIE VIII — PROCÉDURE ADMINISTRATIVE D'INSTRUCTION TARIFAIRE.....	26
31. Fondement procédural	26
32. Étape 1 — Dépôt de la demande.....	26
33. Étape 2 — Recevabilité.....	26
34. Étape 3 — Instruction économique et tarifaire	26
35. Étape 4 — Audit et vérification des coûts.....	26
36. Étape 5 — Harmonisation du modèle mathématique	27
37. Étape 6 — Avis de l'ARE	27
38. Étape 7 — Transmission aux ministres compétents.....	27
39. Étape 8 — Décision tarifaire	27
40. Étape 9 — Publication et notification.....	27
PARTIE IX — CONSTRUCTION TECHNIQUE DU MODÈLE MATHÉMATIQUE.....	28
41. Collecte et validation des données	28
42. CAPEX.....	28
43. Base d'Actifs Régulés.....	28
44. Amortissement	28
45. Coût du capital.....	28
46. OPEX	29
47. Énergie facturable	29
48. Tarif moyen du coût du service.....	29
PARTIE X — RÉVISION, INDEXATION ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ.....	29
49. Révision tarifaire.....	29

50. Réajustement et indexation	30
51. Analyse de sensibilité	30
PARTIE XI — ARCHITECTURE CONSOLIDÉE DES OUTILS ISSUS DES DIFFÉRENTS APPUIS	30
52. Principe de consolidation.....	30
PARTIE XII — ARCHITECTURE DU MODÈLE NATIONAL DE RÉFÉRENCE	31
53. Un référentiel unique, plusieurs déclinaisons	31
54. Hiérarchie d'application	32
55. Formulation normative centrale proposée pour les Directives.....	32
CONCLUSION	33

Préambule

La tarification de l'électricité en République Démocratique du Congo ne procède pas uniquement d'une logique financière ou comptable. Elle s'inscrit dans un dispositif juridique et réglementaire qui définit les principes de fixation des tarifs, les catégories de tarifs, les coûts admissibles, les responsabilités institutionnelles, les procédures d'instruction ainsi que les modalités particulières applicables à certaines catégories de consommateurs.

Les présentes Directives ont pour objet de traduire ce dispositif juridique en méthodologie opérationnelle de modélisation mathématique du calcul tarifaire, en consolidant les approches développées dans le cadre des différents appuis techniques dont a bénéficié l'Autorité de Régulation du secteur de l'Électricité (ARE), notamment ceux de NODALIS/BM, AFUR/COMESA, NARUC/USAID, AESTAP/BAD et Castalia.

Cette consolidation repose sur un principe essentiel : il n'existe pas nécessairement un modèle mathématique unique applicable indistinctement à toutes les configurations du secteur. Le cadre réglementaire fixe les principes, les coûts, les paramètres à considérer et la procédure ; le modèle mathématique traduit ces exigences en équations adaptées à la nature de l'activité, à la configuration du système électrique, à la technologie, au profil de consommation et au régime juridique applicable.

L'approche développée ci-dessous accorde une place particulière :

- aux opérateurs verticalement intégrés, qui constituent la configuration la plus complète de la chaîne de valeur électrique ;
- aux mini-réseaux et systèmes isolés, dont l'économie nécessite une modélisation adaptée de la demande, des investissements, des subventions et du financement ;
- aux producteurs, transporteurs, distributeurs, importateurs et commercialisateurs exerçant une activité distincte ;
- aux clients éligibles, pour lesquels le droit congolais institue une logique particulière fondée notamment sur la liberté de choix du fournisseur et la négociation du prix.

Les présentes Directives distinguent, à cet égard, deux processus complémentaires :

- la construction technique du modèle mathématique, qui conduit des données et des coûts au revenu requis, puis au tarif ;
- la procédure administrative d'approbation tarifaire, qui conduit du dépôt de la demande auprès de l'ARE jusqu'à la décision, à la publication et à l'application du tarif.

Cette distinction est essentielle : la modélisation constitue le fondement technique de l'étude tarifaire, tandis que la procédure administrative en assure l'instruction et la consécration réglementaire.

PARTIE I: CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE DE LA TARIFICATION

1. Fondement légal de la tarification de l'électricité

Le socle juridique est constitué par la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité, telle que modifiée.

Son article 22 pose le principe selon lequel les tarifs d'utilisation des réseaux sont calculés de manière transparente afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par leurs gestionnaires, sans toutefois dépasser les coûts autorisés.

Cette disposition fournit un premier fondement juridique à la méthode dite du coût du service : le tarif doit permettre la récupération des coûts nécessaires à la fourniture du service, dans la limite des coûts admis par la régulation.

Le deuxième fondement majeur résulte de l'article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité, qui consacre quatre principes tarifaires : la vérité des prix, l'égalité, l'équité et la non-transférabilité des charges.

Les présentes Directives retiennent ces quatre principes dans leur formulation légale et les traduisent ensuite en règles mathématiques et opérationnelles.

L'article 24 de la Loi n°14/011 renvoie les règles et modalités de fixation des tarifs de vente de l'électricité au consommateur final, des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution ainsi que des tarifs d'achat de l'électricité aux producteurs à la réglementation tarifaire correspondante.

Ce dispositif est notamment mis en œuvre par l'Arrêté interministériel n°009/CAB/MIN-ECONAT/2018 et n°013/CAB/MIN-ENRH/2018 du 15 mars 2018 portant détermination des règles, des procédures et des modalités de fixation et de révision des tarifs d'achat de l'électricité aux producteurs d'électricité, des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité ainsi que des tarifs de vente de l'électricité au consommateur final. Le document de procédure administrative et technique de l'ARE rattache expressément la procédure tarifaire à l'article 24 de la Loi et à l'article 35 de cet Arrêté interministériel.

CHAPITRE I : LES QUATRE PRINCIPES TARIFAIRES LÉGAUX

2. Principe de vérité des prix

2.1. Fondement légal

Référence : article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité.

Le principe de vérité des prix implique que les tarifs reflètent les coûts associés à l'approvisionnement des consommateurs en électricité et que les éléments constitutifs du prix soient identifiables, justifiés et vérifiables.

2.2. Traduction dans la modélisation mathématique

Ce principe signifie que le modèle tarifaire doit partir des coûts économiquement justifiés de fourniture du service :

Tarif ← Coûts admissibles du service

et non partir d'un tarif souhaité pour rechercher ensuite les coûts permettant de le justifier.

La vérité des prix impose notamment :

- l'identification des investissements ;
- l'identification des charges d'exploitation ;
- l'identification des amortissements ;
- la prise en compte du coût de financement ;
- la détermination des quantités d'énergie concernées ;
- la vérification des pertes ;
- la prise en compte des impôts, taxes et redevances admissibles ;
- l'identification des autres revenus et subventions ;
- la vérification documentaire des données.

Cette logique est reprise à l'article 301 du Cahier des charges général des activités du secteur de l'électricité, approuvé par l'Arrêté ministériel n°081/CAB/MIN/ENRH/18 du 27 décembre 2018.

Cet article précise notamment que les éléments éligibles du prix portent sur les investissements consentis et les intérêts y relatifs, les charges d'exploitation, les taxes, impôts et redevances inhérentes à l'activité, les marges bénéficiaires autorisées, la durée du permis d'exploitation et, éventuellement, la durée d'amortissement des équipements. Il exige également que le modèle repose sur des éléments comptables vérifiables permettant d'évaluer le coût reporté au kWh.

Le principe de vérité des prix constitue ainsi l'un des fondements juridiques essentiels de la méthode du coût du service.

3. Principe d'égalité

3.1. Fondement légal

Référence : article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité.

L'égalité implique que la tarification tienne compte des coûts occasionnés par l'approvisionnement de chaque catégorie de consommateurs.

3.2. Conséquence méthodologique

L'égalité ne signifie donc pas nécessairement que tous les consommateurs doivent payer le même tarif.

Elle implique plutôt que la différenciation tarifaire soit objectivement liée aux coûts occasionnés par chaque catégorie.

Le modèle doit par conséquent pouvoir répartir le revenu requis entre les catégories tarifaires sur la base d'inducteurs pertinents :

$$RR = \sum_{c=1 \dots n} RR_c$$

$$RR_c = f(E_c, P_c, V_c, H_c, R_c, \dots)$$

où peuvent notamment intervenir :

- E_c : énergie consommée ;
- P_c : puissance appelée ou souscrite ;
- V_c : niveau de tension ;
- H_c : profil ou durée d'utilisation ;
- R_c : utilisation des infrastructures.

Le principe d'égalité constitue ainsi le fondement de l'allocation des coûts par catégorie de consommateurs.

4. Principe d'équité

4.1. Fondement légal

Référence : article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité.

L'équité impose que la structure tarifaire tienne compte des différentes catégories de consommateurs et de l'acceptabilité des tarifs qui leur sont appliqués.

4.2. Traduction réglementaire

L'équité intervient après l'évaluation économique des coûts.

Elle permet notamment d'apprécier :

- l'impact d'une nouvelle structure tarifaire ;
- les effets distributifs entre catégories ;
- la soutenabilité d'une variation tarifaire ;
- la nécessité éventuelle de mécanismes transitoires.

Le Cahier des charges général, en son article 307, prévoit précisément des mécanismes d'étalement lorsqu'un changement tarifaire entraîne des variations importantes pour certaines catégories : l'ajustement peut être étalé sur un, deux ou trois ans selon l'ampleur de la variation.

L'équité ne doit toutefois pas conduire à masquer les coûts. Le modèle doit d'abord établir le tarif économiquement justifié, puis rendre explicite tout mécanisme de transition, de compensation ou de subvention.

5. Principe de non-transférabilité des charges

5.1. Fondement légal

Référence : article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité.

La non-transférabilité des charges exige que les coûts soient correctement imputés aux activités, infrastructures, niveaux de tension et catégories qui les occasionnent.

5.2. Traduction dans le modèle

Cette disposition est particulièrement importante pour les réseaux verticalement intégrés.

Elle impose de distinguer les coûts associés :

- à la production ;
- au transport ;
- à la distribution ;
- à la commercialisation ;
- et, à l'intérieur du réseau, aux niveaux HT, MT et BT.

Le modèle doit donc éviter que des charges propres à un segment ou à une catégorie soient transférées sans justification à une autre.

Cela conduit notamment à la relation :

$$RR_{total} = RR_{prod} + RR_{transport} + RR_{distribution} + RR_{commercialisation}$$

puis à une allocation selon les infrastructures effectivement mobilisées pour desservir chaque catégorie.

CHAPITRE II — CATÉGORIES DE TARIFS RECONNUES PAR LE DROIT CONGOLAIS

6. Typologie réglementaire

La Loi n°14/011 du 17 juin 2014, notamment ses articles 22 à 26, encadre les tarifs liés à l'utilisation des réseaux, les tarifs d'achat de l'électricité aux producteurs et les tarifs de vente aux consommateurs finals.

L'article 24 renvoie les règles et modalités de fixation des tarifs au consommateur final, des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution ainsi que des tarifs d'achat aux producteurs à l'arrêté interministériel compétent.

L'Arrêté interministériel n°009/CAB/MIN-ECONAT/2018 et n°013/CAB/MIN-ENRH/2018 du 15 mars 2018 en détermine les règles, procédures et modalités.

La modélisation doit donc distinguer au minimum :

$T_{production}$, $T_{transport}$, $T_{distribution}$, T_{vente}

Cette distinction devient déterminante lorsque l'opérateur est verticalement intégré.

PARTIE II : SYNTHÈSE CHRONOLOGIQUE DES ÉTAPES DE CONCEPTION DU MODÈLE MATHÉMATIQUE TARIFAIRE

7. Objet et portée de la démarche méthodologique

Avant de développer séparément les différentes méthodes de calcul, les présentes Directives établissent un cheminement chronologique de référence permettant d'identifier immédiatement les opérations à accomplir selon la nature du projet ou du régime tarifaire concerné.

Cette présentation organise la confection du modèle mathématique autour de la collecte des données, de l'identification des coûts, de la détermination de la Base d'Actifs Régulés, du coût du capital, de l'intégration des paramètres macroéconomiques, de la simulation et de la structuration tarifaires.

Les séquences ci-dessous portent principalement sur la construction technique du modèle. La procédure administrative de dépôt, d'instruction, d'avis et de décision est développée séparément dans la Partie VIII.

7.1. Démarche chronologique applicable aux opérateurs verticalement intégrés

La modélisation d'un opérateur verticalement intégré doit suivre l'ordre ci-après :

Étape	Opération	Contenu essentiel
1	Délimitation du périmètre tarifaire	Identifier les activités couvertes : production, transport, distribution et commercialisation ; identifier les zones, réseaux, niveaux de tension et catégories de consommateurs concernés.
2	Collecte et validation des données	Réunir les données techniques, commerciales, comptables, économiques et financières : actifs, production, achats d'énergie, ventes, pertes, consommations, puissances, coûts, financement, fiscalité et données historiques.
3	Séparation fonctionnelle des activités	Ventiler les données et les comptes entre production, transport, distribution et commercialisation afin d'éviter les transferts injustifiés de charges.
4	Identification et analyse des coûts	Déterminer les CAPEX, OPEX, amortissements, coûts financiers, fiscalité, coûts commerciaux, pertes et autres coûts pertinents ; contrôler leur justification et leur rattachement au service.
5	Détermination de la Base d'Actifs Régulés (BAR/RAB)	Identifier et valoriser les actifs effectivement utilisés pour la fourniture du service ; traiter les mises en service, sorties, amortissements et subventions.
6	Détermination du coût du capital	Identifier la structure dette/fonds propres et déterminer le taux de rémunération raisonnable du capital, notamment à travers le WACC lorsque cette méthode est retenue.
7	Détermination des paramètres techniques et macroéconomiques	Pertes admissibles, disponibilité, inflation, change, évolution de la demande, indices de prix et autres paramètres nécessaires.

8	Calcul du revenu requis par activité	Calculer séparément les revenus requis de production, transport, distribution et commercialisation, puis le revenu requis total.
9	Établissement du bilan énergétique	Reconstituer l'énergie produite, achetée, injectée, transportée, distribuée, perdue et facturable ainsi que les puissances pertinentes.
10	Allocation des coûts	Affecter les coûts aux différents niveaux de tension et catégories de consommateurs selon les inducteurs de coûts appropriés.
11	Construction du modèle mathématique tarifaire	Mettre en relation le revenu requis, les volumes, la puissance et les autres inducteurs afin de déterminer les tarifs correspondant au coût du service.
12	Construction de la structure et de la grille tarifaires	Déterminer les tarifs monômes, binômes ou trinômes et les tarifs par catégorie, niveau de tension, puissance ou période d'utilisation.
13	Test de récupération du revenu requis	Vérifier que les recettes prévisionnelles résultant de la grille permettent de couvrir le revenu requis autorisé.
14	Analyses de sensibilité et simulations	Tester l'incidence des variations de CAPEX, OPEX, WACC, demande, pertes, taux de change, inflation et autres paramètres.
15	Finalisation de l'étude tarifaire	Documenter les hypothèses, sources, formules, résultats, écarts et justifications en vue de la soumission réglementaire.

Ce cheminement applique notamment les principes de vérité des prix, d'égalité et de non-transférabilité des charges consacrés par l'article 23 de la Loi n°14/011 et les exigences de modélisation prévues par l'article 301 du Cahier des charges général.

7.2. Démarche chronologique applicable aux mini-réseaux et systèmes isolés

Les mini-réseaux suivent la même logique générale de coût du service, mais la projection de la demande, la structure du financement et les subventions y occupent une place particulièrement importante.

Les travaux techniques relatifs aux mini-réseaux confirment que la qualité du tarif dépend directement de la qualité des hypothèses de CAPEX, OPEX et demande, et recommandent de suivre le parcours allant des hypothèses techniques aux coûts, au financement, aux ventes d'électricité puis aux résultats tarifaires.

La démarche chronologique est la suivante :

Étape	Opération	Contenu essentiel
1	Définition du projet et de son périmètre	Technologie, localité, capacité, durée, clientèle, qualité de service et calendrier de développement.
2	Collecte et validation des données techniques et socioéconomiques	Ressource énergétique, technologie, dimensionnement, population, activités économiques, clientèle potentielle, besoins énergétiques et profils de consommation.
3	Estimation de la demande	Déterminer le nombre de clients, les catégories, les consommations moyennes, les nouveaux raccordements, les usages productifs et la croissance de la demande.
4	Élaboration des scénarios de demande	Construire au minimum un scénario bas, central et haut afin de tester l'incertitude sur les volumes vendus.
5	Dimensionnement technique du système	Mettre en cohérence production, stockage éventuel, réseau et demande prévisionnelle.
6	Identification et validation des CAPEX	Production, stockage, réseau, branchements, compteurs, équipements auxiliaires et renouvellements.
7	Identification et validation des OPEX	Exploitation, maintenance, personnel, administration, commercialisation et renouvellements pertinents.
8	Identification du financement et des subventions	Dette, fonds propres, dons, subventions CAPEX, subventions de raccordement et autres financements concessionnels.
9	Détermination de la BAR/RAB et des amortissements	Identifier les actifs à rémunérer et leur durée d'amortissement en évitant la double récupération des actifs subventionnés.
10	Détermination du coût du capital	Calculer la rémunération raisonnable du capital au regard de la structure de financement retenue.
11	Calcul du revenu annuel requis	Intégrer OPEX, amortissements, rémunération du capital, fiscalité et ajustements liés aux subventions et autres revenus.

12	Calcul du tarif moyen	Rapporter le revenu requis aux quantités d'énergie prévisionnelles vendues.
13	Construction de la grille tarifaire	Répartir le revenu requis entre catégories de consommateurs et définir la structure tarifaire appropriée.
14	Évaluation financière	Tester les flux de trésorerie, VAN, TRI, DSCR et capacité du projet à assurer durablement le service.
15	Analyse de sensibilité	Tester la demande, le CAPEX, l'OPEX, le change, le financement, les subventions et les autres paramètres déterminants.
16	Finalisation et documentation du modèle	Présenter hypothèses, scénarios, résultats tarifaires, risques et contrôles avant soumission.

7.3. Démarche chronologique applicable aux clients éligibles

La séquence applicable aux clients éligibles est différente puisque l'article 10 de l'Arrêté ministériel n°030/CAB/MIN-ENRH/2017 du 21 avril 2017 portant fixation des conditions d'accès au statut de client éligible reconnaît le droit d'acheter l'électricité auprès du producteur ou fournisseur choisi sur la base d'un prix librement négocié.

La démarche est dès lors la suivante :

Étape	Opération	Contenu essentiel
1	Vérification du statut d'éligibilité	Vérifier que le consommateur remplit les critères réglementaires et bénéficie du statut de client éligible.
2	Détermination du besoin énergétique	Établir le profil de consommation, l'énergie, la puissance, le niveau de tension, la durée et les caractéristiques de fourniture.
3	Consultation des producteurs ou fournisseurs	Le client peut consulter différents fournisseurs sur la base de ses consommations historiques ou prévisionnelles.
4	Analyse économique des offres	Comparer les prix proposés, conditions de fourniture, indexation, durée, garanties, disponibilité et autres conditions contractuelles.
5	Négociation du prix de l'énergie	Déterminer librement le prix entre le client éligible et le producteur ou fournisseur dans le respect de la concurrence et de la transparence.

6	Conclusion du PPA ou contrat de fourniture	Formaliser le prix négocié et les conditions commerciales et techniques de fourniture.
7	Détermination séparée des coûts d'accès au réseau	Identifier, lorsque le réseau public est utilisé, les tarifs réglementés de transport, distribution et autres services de réseau.
8	Constitution du dossier réglementaire	Réunir le contrat, les données de consommation, les caractéristiques de fourniture et les éléments nécessaires à l'examen réglementaire.
9	Examen et formalisation réglementaire	Soumettre les éléments requis à l'ARE afin que le traitement réglementaire intervienne conformément au régime applicable.
10	Suivi contractuel et réglementaire	Suivre l'exécution du prix négocié, les clauses d'indexation et les obligations liées à l'utilisation du réseau.

La logique peut donc être résumée comme suit :

Éligibilité → Besoin → Consultation → Négociation → PPA → Accès réseau → Formalisation réglementaire

7.4. Démarche chronologique applicable à un producteur indépendant

Lorsqu'il s'agit principalement de déterminer un tarif d'achat de l'électricité auprès d'un producteur :

Données techniques → CAPEX/OPEX → Actifs → Financement → Production nette → Revenu requis → Tarif producteur → Sensibilités

La démarche comprend chronologiquement :

Étape 1 : collecte et validation des données du projet ;

Étape 2 : validation du programme d'investissement ;

Étape 3 : identification des OPEX ;

Étape 4 : détermination des actifs et amortissements ;

Étape 5 : analyse du financement et du coût du capital ;

Étape 6 : estimation de la production nette livrable ;

Étape 7 : détermination du revenu requis ;

Étape 8 : calcul du tarif d'achat ;

Étape 9 : analyse de sensibilité et de viabilité ;

Étape 10 : finalisation de l'étude tarifaire.

7.5. Démarche chronologique applicable aux activités de transport et de distribution

Pour un gestionnaire de réseau exerçant séparément son activité :

Actifs réseau → Coûts réseau → RAB → WACC → Revenu requis → Inducteurs → Tarif accès

La séquence comprend :

47

- Étape 1 : délimitation du réseau régulé ;
- Étape 2 : inventaire et valorisation des actifs ;
- Étape 3 : collecte des données d'exploitation ;
- Étape 4 : détermination des OPEX admissibles ;
- Étape 5 : détermination de la RAB et des amortissements ;
- Étape 6 : détermination du coût du capital ;
- Étape 7 : calcul du revenu requis du réseau ;
- Étape 8 : identification des utilisateurs et inducteurs de coûts ;
- Étape 9 : allocation des coûts ;
- Étape 10 : calcul du tarif d'accès ;
- Étape 11 : vérification de la récupération du revenu requis ;
- Étape 12 : analyses de sensibilité et finalisation.

Cette démarche trouve notamment son fondement dans l'article 22 de la Loi n°14/011, qui rattache les tarifs d'utilisation des réseaux aux coûts supportés par leurs gestionnaires.

7.6. Lecture synthétique commune

Malgré les différences entre régimes, la logique générale de construction d'un modèle tarifaire peut être résumée ainsi :

Périmètre → Données → Coûts → Actifs → Financement → Revenu requis → Volumes/Inducteurs → Allocation → Tarif → Contrôles → Sensibilités

Pour les clients éligibles, cette chaîne est adaptée en raison du caractère négocié du prix de l'énergie.

PARTIE III : FONDEMENT JURIDIQUE DU MODÈLE MATHÉMATIQUE

8. Obligation de modélisation

La modélisation mathématique n'est pas une innovation introduite par les présentes Directives. Elle constitue déjà une exigence réglementaire.

L'article 34 de l'Arrêté interministériel n°009/CAB/MIN-ECONAT/2018 et n°013/CAB/MIN-ENRH/2018 du 15 mars 2018 prévoit l'utilisation d'un modèle mathématique dans la préparation de la proposition tarifaire et reconnaît à l'ARE la possibilité d'en demander l'harmonisation.

Cette disposition est reprise et développée par l'article 301 du Cahier des charges général des activités du secteur de l'électricité, qui précise que l'opérateur soumet sa proposition tarifaire sous un « modèle mathématique » dont la variable expliquée est le tarif et dont les variables explicatives sont les paramètres permettant de déterminer ledit tarif.

Le document de procédure de l'ARE reprend expressément cette exigence : la demande déposée par l'opérateur doit comprendre le modèle mathématique, les éléments chiffrés du prix de revient et les documents justificatifs.

Il en résulte que le modèle tarifaire est simultanément :

un outil de calcul de l'opérateur, un outil de contrôle de l'ARE et un support technique de la décision tarifaire.

PARTIE IV : MÉTHODOLOGIE DU COÛT DU SERVICE

9. Fondement juridique de la méthode

La méthode du coût du service trouve directement son fondement dans plusieurs dispositions concordantes.

Premièrement, l'article 22 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 impose que les tarifs d'utilisation des réseaux permettent la couverture des coûts autorisés.

Deuxièmement, l'article 23 de cette même Loi impose notamment la vérité des prix.

Troisièmement, l'article 301 du Cahier des charges général, approuvé par l'Arrêté ministériel n°081/CAB/MIN/ENRH/18 du 27 décembre 2018, identifie comme éléments du prix les investissements, intérêts, charges d'exploitation, fiscalité, marges bénéficiaires autorisées et amortissements.

Quatrièmement, la procédure technique de l'ARE traduit cette architecture en étapes successives : collecte des données, identification des CAPEX et OPEX, détermination de la Base d'Actifs Régulés, calcul du coût du capital, paramètres macroéconomiques et simulation du tarif de revient moyen.

La méthode du coût du service peut dès lors être considérée comme la traduction mathématique des exigences de vérité des prix et de couverture des coûts autorisés prévues par le cadre juridique congolais.

10. Équation générale du revenu requis

Le modèle consolidé retient comme point de départ :

$$RR_t = OPEX_t + AMORT_t + REMCAP_t + FISC_t + AJUST_t - AR_t$$

où :

- RR_t = revenu requis ;
- $OPEX_t$ = charges d'exploitation admissibles ;
- $AMORT_t$ = amortissements réglementaires ;
- $REMCAP_t$ = rémunération du capital ;
- $FISC_t$ = charges fiscales et réglementaires admissibles ;
- $AJUST_t$ = ajustements réglementaires ;
- AR_t = autres revenus à déduire.

Cette équation n'ajoute pas de nouvelles catégories de coûts au cadre réglementaire : elle organise mathématiquement les coûts que le droit impose d'identifier et de contrôler.

11. Critères opérationnels de recevabilité des coûts

Il convient ici de distinguer les quatre principes tarifaires légaux des critères techniques utilisés par le régulateur dans l'examen des données.

Tout coût introduit dans le modèle doit être :

nécessaire, directement lié au service réglementé, documenté, vérifiable, raisonnable, correctement affecté et non comptabilisé deux fois.

Ces critères opérationnels découlent notamment du principe de vérité des prix prévu à l'article 23 de la Loi n°14/011 et du contrôle des données comptables prévu par le dispositif réglementaire.

Le document de procédure de l'ARE prévoit précisément l'audit, la vérification et la validation des pièces justificatives ainsi que des informations techniques, économiques et financières communiquées par l'opérateur.

PARTIE V : MODÈLE TARIFAIRE DES OPÉRATEURS VERTICALEMENT INTÉGRÉS

12. Principe général

La configuration verticalement intégrée constitue la forme la plus complète de modélisation tarifaire puisqu'un même opérateur peut supporter des coûts de production, transport, distribution et commercialisation.

Elle requiert donc un modèle capable de répondre simultanément à trois questions :

Quel revenu global l'opérateur doit-il raisonnablement récupérer ?

À quelle activité chaque coût est-il imputable ?

Quelle catégorie de consommateurs doit supporter quelle proportion de ces coûts ?

L'approche développée notamment dans les travaux de NODALIS doit être articulée avec les principes des articles 22 et 23 de la Loi n°14/011, en particulier la vérité des prix, l'égalité et la non-transférabilité des charges.

13. Séparation fonctionnelle

Le modèle doit commencer par reconstruire les comptes réglementaires :

$$C_{\text{total}} = C_{\text{production}} + C_{\text{transport}} + C_{\text{distribution}} + C_{\text{commercialisation}}$$

Cette séparation n'implique pas nécessairement une séparation juridique des entreprises. Elle constitue d'abord une séparation économique et réglementaire des coûts.

Elle permet de déterminer :

$$RR_{\text{total}} = RRP + RRT + RRD + RRC$$

Cette architecture répond directement à la non-transférabilité des charges prévue à l'article 23 de la Loi n°14/011, puisque les charges doivent être affectées aux activités et catégories auxquelles elles se rapportent.

14. Module Production

Pour l'activité de production :

$$RRP = OPEXP + AMORTP + REMCAPP + FISCP - AUTRESREVP$$

$$TP = RRP / \text{Esortie centrale}$$

Le modèle doit notamment intégrer :

- combustible, lorsqu'applicable ;
- eau et autres intrants pertinents ;
- personnel directement affecté ;
- maintenance ;
- pièces et consommables ;
- investissements ;
- amortissements ;
- coût du capital ;
- production nette ;
- indisponibilités ;
- consommation auxiliaire.

Le modèle doit séparer les coûts maîtrisables des paramètres exogènes.

15. Module Transport

Pour le transport :

$$RRT = OPEXT + AMORTT + REMCAPT + FISCT$$

Le coût peut ensuite être réparti entre puissance et énergie :

$$RT = P \times TP + E \times TE$$

Cette architecture permet de refléter le fait qu'une partie des coûts du réseau dépend de la capacité construite et maintenue disponible, tandis qu'une autre dépend de l'utilisation effective.

Elle est cohérente avec l'article 22 de la Loi n°14/011 relatif à la couverture transparente des coûts des gestionnaires de réseaux.

16. Module Distribution

Le revenu requis de distribution est :

$$RRD = OPEXD + AMORTD + REMCAPD + FISCD$$

La répartition doit ensuite tenir compte notamment :

- du niveau de tension ;
- des postes utilisés ;
- des lignes ;
- des pertes ;
- de la puissance ;
- du nombre de points de livraison ;
- des coûts de comptage.

Cette étape constitue une application du principe de non-transférabilité des charges de l'article 23 de la Loi n°14/011.

17. Module Commercialisation

Le module commercialisation comprend notamment :

- relève ;
- comptage ;
- facturation ;
- encaissement ;
- gestion clientèle ;
- systèmes commerciaux ;
- coûts de recouvrement raisonnables ;
- autres coûts directement attribuables à la relation commerciale.

Les coûts doivent être identifiés séparément des coûts physiques du réseau.

18. Reconstruction du coût par niveau de tension

Une fois les revenus requis fonctionnels établis, le modèle doit déterminer le coût associé aux consommateurs HT, MT et BT.

Schématiquement :

$$\text{CoûtHT} = CP + CT + CHT$$

$$\text{CoûtMT} = CP + CT + CHT + CMT$$

$$\text{CoûtBT} = CP + CT + CHT + CMT + CBT$$

sous réserve de la configuration physique réelle du réseau.

Cette construction en cascade permet d'éviter qu'un client HT supporte automatiquement des coûts d'infrastructures MT ou BT qu'il n'utilise pas.

Elle constitue l'une des traductions les plus importantes du principe de non-transférabilité des charges prévu à l'article 23 de la Loi n°14/011.

19. Allocation par catégories de consommateurs

L'allocation doit ensuite tenir compte de la causalité économique des coûts.

Les principaux inducteurs pourront être :

kWh, kW, kVA, contribution à la pointe, tension, nombre de clients

Le modèle peut ainsi produire un coût de service par catégorie :

$$\text{COST} = \text{RRc} / \text{Ec}$$

Le principe d'égalité prévu à l'article 23 de la Loi n°14/011 fournit ici le fondement légal : la différenciation tarifaire doit être rattachée aux coûts occasionnés par l'approvisionnement des catégories concernées.

20. Construction de la grille tarifaire

Tarif monôme

$$\text{Facture} = \text{TE} \times \text{E}$$

Tarif binôme

$$\text{Facture} = \text{TP} \times \text{P} + \text{TE} \times \text{E}$$

Tarif trinôme

$$\text{Facture} = \text{F} + \text{TP} \times \text{P} + \text{TE} \times \text{E}$$

Le choix doit être justifié par la structure des coûts.

Pour les grands consommateurs industriels, la composante puissance est particulièrement pertinente lorsque les investissements de réseau sont dimensionnés par la demande de pointe.

21. Condition de fermeture du modèle intégré

La cohérence du modèle est vérifiée lorsque :

$$\sum_{c=1 \dots n} \text{Recettes}_c \approx \text{RR}_{\text{total}}$$

L'écart entre les recettes prévisionnelles générées par la grille tarifaire et le revenu requis doit être identifié et expliqué.

Le modèle doit donc permettre de passer sans rupture :

Données → Coûts → Revenus requis → Allocation → Grille → Recettes

PARTIE VI — MODÉLISATION TARIFAIRE DES MINI-RÉSEAUX

22. Spécificité économique des mini-réseaux

Les mini-réseaux demeurent soumis aux principes tarifaires de la Loi n°14/011 et aux règles générales de fixation des tarifs. Leur modélisation doit néanmoins tenir compte de leurs caractéristiques particulières :

- faibles volumes initiaux ;
- demande incertaine ;
- croissance progressive des raccordements ;

- importance du CAPEX par rapport aux volumes ;
- technologies différentes ;
- stockage éventuel ;
- hybridation ;
- subventions ;
- financements concessionnels ;
- coûts de remplacement ;
- risques spécifiques liés à la demande.

Les travaux techniques consacrés aux mini-réseaux insistent précisément sur l'analyse conjointe des coûts d'investissement, des charges d'exploitation et des prévisions de demande.

Les travaux de Castalia prévoient, pour leur part, trois instruments articulés : un modèle de calcul du tarif, un modèle d'estimation de la demande et un modèle d'évaluation financière.

23. Architecture mathématique du mini-réseau

Le revenu requis du mini-réseau peut être représenté par :

$$RR_t = OPEX_t + AMORT_t + (RAB_t \times WACC_t) + FISC_t - AJUSTSUBV_t$$

$$T_t = RR_t / Evendue_t$$

Cette architecture reste fondée sur les articles 22 et 23 de la Loi n°14/011 : couverture des coûts autorisés et vérité des prix.

24. Modèle de demande

Pour les mini-réseaux, la qualité du tarif dépend fortement de la qualité de la projection de la demande.

$$E_t = \sum_c N_{c,t} \times C_{c,t}$$

avec :

- $N_{c,t}$ = nombre de consommateurs de catégorie c ;
- $C_{c,t}$ = consommation moyenne projetée.

Le modèle doit différencier au minimum, lorsqu'elles existent :

- consommation résidentielle ;
- consommation commerciale ;
- usages productifs ;
- services publics ;
- clients industriels ou grands consommateurs.

L'approche Castalia prévoit précisément un outil distinct d'estimation de la demande afin de projeter les volumes vendus par catégorie de clients.

25. Scénarios de demande

Le modèle doit produire au minimum :

Scénariobas, Scénariocentral, Scénariohaut

Une surestimation de l'énergie vendue réduit artificiellement le tarif calculé :

$$T = RR / E$$

et peut compromettre la viabilité du projet lorsque la demande réelle est inférieure à la prévision.

La robustesse de l'hypothèse de demande doit donc constituer un élément majeur de l'instruction tarifaire des mini-réseaux.

26. Traitement des subventions

Toute subvention doit être identifiée selon sa nature :

- subvention CAPEX ;
- subvention à la connexion ;
- subvention d'exploitation ;
- subvention tarifaire ;
- financement concessionnel.

Le modèle doit éviter la double récupération.

La partie d'un investissement financée par une subvention doit être clairement identifiée afin d'éviter qu'un même coût soit simultanément récupéré auprès du financeur public et à travers le tarif.

Les travaux techniques relatifs aux mini-réseaux recommandent précisément de distinguer un tarif couvrant les coûts sans subvention, un tarif réduit par une subvention d'investissement et un tarif cible nécessitant un soutien complémentaire, en évaluant pour chaque scénario les effets sur les revenus et la viabilité.

27. Contrôle de viabilité

Le tarif réglementaire doit être complété par des tests de viabilité :

$$VAN = \sum_{t=0 \dots n} FCF_t / (1+r)^t$$

$$VAN(TRI) = 0$$

$$DSCR_t = \text{Cashflow disponible pour dette} / \text{Service de la dette}$$

Ces indicateurs ne déterminent pas seuls le tarif. Ils permettent de vérifier que les hypothèses tarifaires, financières et de demande forment un ensemble cohérent.

PARTIES VII : RÉGIME PARTICULIER DES CLIENTS ÉLIGIBLES

28. Fondement du régime

Les modalités applicables sont précisées par l'Arrêté ministériel n°030/CAB/MIN-ENRH/2017 du 21 avril 2017 portant fixation des conditions d'accès au statut de client éligible.

Son article 1er précise que les critères et procédures d'accès à ce statut sont définis de manière transparente et non discriminatoire.

L'article 2 précise les catégories admissibles et retient notamment, pour la catégorie concernée, une puissance installée supérieure à 1 MW et une consommation moyenne d'électricité de l'année civile précédente égale ou supérieure à 5 GWh. Il vise également les personnes morales achetant de l'électricité pour la revendre et certaines entreprises de transport électrifié.

L'article 6 prévoit que la demande d'obtention ou de renouvellement du statut est adressée à l'ARE, avec les copies prévues par le texte, tandis que l'article 7 confie à l'ARE l'analyse de la demande et la transmission de son avis à l'autorité compétente.

29. Liberté de négociation du prix

La particularité essentielle se trouve à l'article 10 de l'Arrêté ministériel n°030/CAB/MIN-ENRH/2017 du 21 avril 2017.

Cet article reconnaît au client éligible le droit d'acheter son électricité auprès du producteur ou fournisseur de son choix, dans le respect des règles de concurrence et de transparence, sur la base d'un prix librement négocié. Il autorise également le client à consulter différents fournisseurs et à conclure un ou plusieurs contrats d'achat d'énergie.

Il en résulte une différence méthodologique importante.

Régime ordinaire

Coûts réglementaires → Modèle → Proposition → ARE → Tarif

Client éligible

Éligibilité → Consultation → Négociation → PPA → Prix négocié → Formalisation réglementaire

La procédure applicable au client éligible doit donc préserver la liberté contractuelle reconnue par l'article 10, tout en permettant le respect des autres exigences réglementaires applicables.

30. Séparation entre prix de l'énergie et accès au réseau

Le régime du client éligible exige également de distinguer :

Prix de l'énergie $\neq$ Tarif d'accès au réseau

L'article 12 de l'Arrêté n°030/CAB/MIN-ENRH/2017 confirme le libre choix du producteur ou fournisseur tout en distinguant les prestations relevant du gestionnaire de réseau.

L'article 13 du même Arrêté prévoit que, parallèlement à son contrat d'achat d'énergie, le client éligible peut devoir conclure un contrat d'accès au réseau public avec le gestionnaire concerné.

Le modèle doit donc permettre, le cas échéant, de distinguer :

Factureclient = PrixPPA + Tariftransport + Tarifdistribution + Autres composantes réglementaires

Cette distinction est fondamentale pour éviter de confondre le prix négocié de l'énergie avec le coût réglementé de l'utilisation des infrastructures.

PARTIES VIII : PROCÉDURE ADMINISTRATIVE D'INSTRUCTION TARIFAIRE

31. Fondement procédural

La procédure ordinaire est fondée notamment sur :

- l'article 24 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 ;
- l'article 25 de la Loi n°14/011 ;
- les articles 34 et 35 de l'Arrêté interministériel n°009/CAB/MIN-ECONAT/2018 et n°013/CAB/MIN-ENRH/2018 du 15 mars 2018.

Le délai réglementaire de traitement de quinze jours.

La procédure administrative doit être distinguée des étapes techniques de construction du modèle décrites à la Partie II : elle intervient une fois que l'opérateur dispose des éléments nécessaires pour introduire sa proposition tarifaire.

32. Étape 1 — Dépôt de la demande

Base juridique : article 35, point 2, de l'Arrêté interministériel n°009/CAB/MIN-ECONAT/2018 et n°013/CAB/MIN-ENRH/2018 du 15 mars 2018.

L'opérateur introduit auprès de l'ARE :

- sa demande ;
- l'étude tarifaire ;
- le modèle mathématique ;
- les éléments chiffrés du prix de revient ;
- les pièces justificatives.

33. Étape 2 — Recevabilité

L'ARE contrôle la complétude administrative, juridique, technique, économique, financière et tarifaire du dossier.

La recevabilité ne vaut pas approbation des données. Elle constate uniquement que le dossier peut faire l'objet d'une instruction complète.

34. Étape 3 — Instruction économique et tarifaire

Base juridique : article 35, point 3, de l'Arrêté interministériel n°009/CAB/MIN-ECONAT/2018 et n°013/CAB/MIN-ENRH/2018 du 15 mars 2018.

L'ARE analyse notamment les coûts de production, de transport, de distribution et de vente.

Elle peut demander des informations complémentaires ; le retard dans leur transmission prolonge le délai d'instruction dans les conditions prévues par le texte.

35. Étape 4 — Audit et vérification des coûts

Bases juridiques : article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 et article 4 de l'Arrêté interministériel n°009/2018 et n°013/2018.

L'ARE vérifie notamment :

- l'authenticité des pièces ;
- la réalité des investissements ;
- les OPEX ;
- les volumes ;
- les pertes ;
- les financements ;
- la fiscalité ;
- les subventions ;
- les hypothèses macroéconomiques.

Cette vérification est directement rattachée au principe de vérité des prix. La procédure prévoit l'audit, la vérification et la validation des informations techniques, économiques et financières transmises.

36. Étape 5 — Harmonisation du modèle mathématique

Base juridique : article 34, paragraphe 2, de l'Arrêté interministériel n°009/CAB/MIN-ECONAT/2018 et n°013/CAB/MIN-ENRH/2018 du 15 mars 2018.

Lorsque le modèle soumis présente des insuffisances techniques ou réglementaires, l'ARE peut demander son harmonisation. Cette étape est expressément reprise dans la procédure administrative et technique.

Cette disposition permet à l'ARE d'établir un référentiel national de modélisation auquel les modèles des opérateurs peuvent être harmonisés.

37. Étape 6 — Avis de l'ARE

Base juridique : article 35, point 3, de l'Arrêté interministériel n°009/2018 et n°013/2018.

À l'issue de l'instruction, l'ARE élabore son avis reprenant les conclusions de l'analyse et les propositions tarifaires.

38. Étape 7 — Transmission aux ministres compétents

Bases juridiques : article 25 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 et article 35, point 4, de l'Arrêté interministériel n°009/2018 et n°013/2018.

L'avis et le dossier sont transmis aux ministres compétents. Le cadre légal identifie le ministre ayant l'Économie nationale et celui ayant l'électricité dans leurs attributions.

39. Étape 8 — Décision tarifaire

Base juridique : article 35, point 5, de l'Arrêté interministériel n°009/2018 et n°013/2018.

Les ministres compétents arrêtent les tarifs applicables conformément à la procédure réglementaire.

40. Étape 9 — Publication et notification

Base juridique : article 35, point 6, de l'Arrêté interministériel n°009/2018 et n°013/2018.

Les nouveaux tarifs sont publiés et notifiés aux opérateurs pour application.

PARTIE IX : CONSTRUCTION TECHNIQUE DU MODÈLE MATHÉMATIQUE

41. Collecte et validation des données

Le modèle doit comprendre une base de données réglementaire structurée.

Le cadre légal identifie notamment les données de production, transport, distribution, coûts, prévisions de demande, pertes et structure de financement.

Les principales familles sont :

Données = {Techniques, Commerciales, Comptables, Financières, Macroéconomiques}

42. CAPEX

Les investissements doivent être analysés selon :

- leur réalité ;
- leur nécessité ;
- leur date de mise en service ;
- leur valeur ;
- leur source de financement ;
- leur durée de vie ;
- leur contribution au service.

Seuls les actifs effectivement pertinents pour la fourniture du service doivent être pris en considération selon les règles applicables.

43. Base d'Actifs Régulés

Le modèle peut représenter l'évolution de la base d'actifs selon la relation générale :

$$RAB_t = RAB_{t-1} + CAPEX_t - SORTIES_t - AMORT_t - SUBV_t$$

sous réserve du traitement réglementaire applicable aux différentes catégories d'actifs et aux subventions.

La RAB permet de relier la valeur des investissements effectivement utilisés au revenu requis.

44. Amortissement

Une formulation linéaire peut notamment prendre la forme :

$$AMORT_{i,t} = \text{Valeur amortissable}_i / \text{Durée de vie}_i$$

La méthode d'amortissement retenue doit être documentée et appliquée de manière cohérente avec la nature et la durée de vie économique des actifs.

45. Coût du capital

Lorsque l'approche du coût moyen pondéré du capital est retenue :

$$WACC = K_e \times E/(D+E) + K_d(1-T) \times D/(D+E)$$

puis :

$$REMCAP = RAB \times WACC$$

Le WACC constitue une traduction financière de la rémunération du capital investi.

Son utilisation doit cependant être cohérente avec les autres composantes du modèle afin d'éviter une double rémunération du même risque ou du même capital.

46. OPEX

$$OPEX = C_{\text{personnel}} + C_{\text{maintenance}} + C_{\text{exploitation}} + C_{\text{administration}} + C_{\text{commercialisation}} + \dots$$

L'ARE doit pouvoir contrôler et, lorsque le cadre applicable le permet, normaliser ou exclure un coût insuffisamment justifié ou étranger au service réglementé.

Cette fonction de contrôle est directement liée au principe de vérité des prix.

47. Énergie facturable

Selon la configuration technique :

$$E_{\text{facturable}} = E_{\text{produite/achetée}} - \text{Pertes admissibles} - \text{Consommations auxiliaires}$$

La modélisation des pertes doit distinguer autant que possible les pertes techniquement justifiées des pertes évitables.

48. Tarif moyen du coût du service

Une formulation générale du tarif moyen peut être représentée par :

$$T_{\text{moyen}} = [OPEX + AMORT + (RAB \times WACC) + FISC + AJUST - AUTRESREV] / E_{\text{facturable}}$$

La procédure technique de l'ARE prévoit précisément une simulation tarifaire permettant de déterminer le tarif de revient moyen en rapportant les coûts pertinents à l'énergie facturée.

PARTIE X : RÉVISION, INDEXATION ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

49. Révision tarifaire

La révision tarifaire correspond à un nouvel examen des déterminants fondamentaux :

- investissements ;
- OPEX ;
- demande ;
- actifs ;
- financement ;
- pertes ;
- structure des consommateurs ;
- paramètres macroéconomiques.

Elle doit être distinguée de l'indexation, laquelle actualise certains paramètres sur la base d'une formule prédéfinie sans nécessairement reconstruire intégralement le coût du service.

Les travaux techniques sur les mini-réseaux insistent également sur cette distinction entre révision tarifaire, fondée sur un réexamen des coûts et de la demande, et indexation suivant une formule convenue.

★

50. Réajustement et indexation

L'article 307 du Cahier des charges général des activités du secteur de l'électricité, approuvé par l'Arrêté ministériel n°081/CAB/MIN/ENRH/18 du 27 décembre 2018, prévoit que les prix fixés peuvent évoluer en fonction de la conjoncture économique et être réajustés périodiquement.

Une formule générique peut prendre la forme :

$$T_t = T_0 [\alpha + \beta(\text{IPC}_t/\text{IPC}_0) + \gamma(\text{FX}_t/\text{FX}_0) + \delta(\text{Fuel}_t/\text{Fuel}_0)]$$

$$\alpha + \beta + \gamma + \delta = 1$$

Toutefois, chaque coefficient doit correspondre à l'exposition économique réelle du coût concerné.

51. Analyse de sensibilité

L'ARE doit pouvoir mesurer notamment :

$$\partial T / \partial \text{CAPEX}, \partial T / \partial \text{OPEX}, \partial T / \partial \text{WACC}, \partial T / \partial E, \partial T / \partial \text{FX}$$

Cette analyse permet d'identifier les paramètres qui expliquent effectivement le niveau tarifaire et d'évaluer la robustesse du modèle.

Elle doit également permettre de détecter les hypothèses dont une variation relativement faible produit un impact tarifaire disproportionné.

PARTIE XI : ARCHITECTURE CONSOLIDÉE DES OUTILS ISSUS DES DIFFÉRENTS APPUIS

52. Principe de consolidation

Les travaux des différents prestataires doivent être considérés comme complémentaires plutôt que comme cinq doctrines tarifaires concurrentes.

Les documents Castalia indiquent explicitement que le modèle tarifaire de l'ARE développé avec l'appui du COMESA a été considéré comme reflétant la méthodologie existante et que l'intervention visait son adaptation au contexte des mini-réseaux plutôt que la création d'une nouvelle méthodologie.

La consolidation peut ainsi être organisée autour des apports suivants :

Appui technique	Fonction principale dans le référentiel consolidé
NODALIS/ Banque Mondiale	Modélisation approfondie des opérateurs verticalement intégrés, analyse du coût du service, détermination des revenus autorisés et construction de la grille tarifaire
AFUR/COMESA	Architecture standardisée du coût du service : CAPEX/OPEX, actifs, amortissement, rémunération du capital et simulation tarifaire
NARUC/USAID	Cadre de régulation, collecte et analyse des données, benchmarking, coût du capital et approches applicables aux mini-réseaux
AESTAP/BAD	Modélisation intégrée et pluriannuelle du coût du service, du revenu requis, du tarif et de la situation financière des projets, notamment pour les mini-réseaux
Castalia	Adaptation de l'approche existante aux mini-réseaux et articulation entre tarif, prévision de la demande et

7

	viabilité financière
--	----------------------

Cette architecture permet de retenir les éléments les plus pertinents de chaque accompagnement tout en les rattachant à un cadre réglementaire national commun.

PARTIE XII : ARCHITECTURE DU MODÈLE NATIONAL DE RÉFÉRENCE

53. Un référentiel unique, plusieurs déclinaisons

Les présentes Directives ne conduisent pas à imposer exactement le même fichier de calcul à tous les opérateurs.

Elles conduisent plutôt à instituer une doctrine tarifaire nationale commune, susceptible d'être traduite en plusieurs modèles selon la configuration du projet ou de l'activité.

Le référentiel comprend notamment les modules suivants :

Module 1 — Données réglementaires

Module 2 — CAPEX et actifs

Module 3 — OPEX

Module 4 — RAB/BAR

Module 5 — Amortissements

Module 6 — Coût du capital

Module 7 — Revenu requis

Module 8 — Bilan énergétique

Module 9 — Prévision de la demande

Module 10 — Allocation des coûts

Module 11 — Structure tarifaire

Module 12 — Modélisation financière

Module 13 — Sensibilités

Module 14 — Révision et indexation

Module 15 — Contrôles et tableaux réglementaires.

Tous les modules ne doivent pas nécessairement être mobilisés avec la même intensité pour chaque régime. Leur utilisation dépend de la nature du projet, de l'activité exercée et du régime juridique applicable.

54. Hiérarchie d'application

Le modèle consolidé peut être résumé comme suit :

Cadre légal → Principes tarifaires → Données → Coûts admissibles → RAB → Revenu requis → Demande → Allocation → Structure tarifaire → Viabilité → Contrôle ARE → Décision

Cette architecture permet de préserver la hiérarchie juridique : le modèle mathématique n'est pas supérieur au droit tarifaire ; il constitue l'instrument technique permettant de l'appliquer.

55. Formulation normative centrale proposée pour les Directives

Modèle mathématique de référence

En application des articles 22, 23, 24 et 25 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité, des articles 34 et 35 de l'Arrêté interministériel n°009/CAB/MIN-ECONAT/2018 et n°013/CAB/MIN-ENRH/2018 du 15 mars 2018, ainsi que de l'article 301 du Cahier des charges général des activités du secteur de l'électricité approuvé par l'Arrêté ministériel n°081/CAB/MIN/ENRH/18 du 27 décembre 2018, toute proposition tarifaire soumise à l'ARE est accompagnée d'un modèle mathématique transparent, documenté, vérifiable et reproductible.

Le modèle détermine le coût du service sur la base des investissements admissibles, des charges d'exploitation justifiées, des amortissements, du coût raisonnable du capital, des charges fiscales et réglementaires, des subventions et autres revenus, ainsi que des quantités d'énergie et de puissance concernées.

Le modèle assure le respect des principes de vérité des prix, d'égalité, d'équité et de non-transférabilité des charges, tels qu'énoncés à l'article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014.

Pour un opérateur exerçant plusieurs activités, le modèle identifie séparément les coûts et revenus associés à la production, au transport, à la distribution et à la commercialisation.

Pour les mini-réseaux, le modèle intègre, outre le coût du service, les projections de demande, les modalités de financement, les subventions et les paramètres nécessaires à l'appréciation de la viabilité du projet.

Pour les clients éligibles, l'instruction tient compte du régime particulier consacré notamment par l'article 10 de l'Arrêté ministériel n°030/CAB/MIN-ENRH/2017 du 21 avril 2017, qui reconnaît le principe d'un prix librement négocié entre le client éligible et son producteur ou fournisseur, sous réserve du respect des règles de concurrence, de transparence et des autres obligations réglementaires applicables.

L'ARE vérifie la cohérence des hypothèses et des données utilisées et peut, conformément à l'article 34 de l'Arrêté interministériel n°009/2018 et n°013/2018, demander l'harmonisation du modèle mathématique lorsque celui-ci ne permet pas une application satisfaisante du cadre réglementaire.

CONCLUSION

Les présentes Directives permettent de faire converger le cadre légal, le cadre réglementaire et les différentes expériences de modélisation tarifaire.

Elles établissent surtout une distinction essentielle : les quatre principes tarifaires ne sont pas créés par le modèle mathématique. Ils sont consacrés par l'article 23 de la Loi n°14/011 du 17 juin 2014, à savoir la vérité des prix, l'égalité, l'équité et la non-transférabilité des charges. Le modèle mathématique constitue l'outil permettant de transformer ces principes en données, coûts, paramètres, équations, allocations et tarifs vérifiables.

L'architecture retenue accorde logiquement une place centrale au réseau verticalement intégré, puisqu'il nécessite la reconstruction complète de la chaîne production – transport – distribution – commercialisation, la séparation fonctionnelle des coûts, la détermination des revenus requis par activité et l'allocation de ces coûts aux différentes catégories de consommateurs.

Elle prévoit parallèlement une déclinaison spécifique pour les mini-réseaux, fondée sur la même doctrine de coût du service mais renforcée par la modélisation de la demande, des scénarios de consommation, des subventions, du financement et de la viabilité financière.

Enfin, le régime du client éligible demeure distinct de la procédure tarifaire ordinaire : l'article 10 de l'Arrêté ministériel n°030/CAB/MIN-ENRH/2017 du 21 avril 2017 reconnaît expressément au client éligible le droit de choisir son producteur ou fournisseur et de négocier librement le prix de l'énergie, dans le respect de la concurrence et de la transparence. L'accès aux réseaux et les prestations relevant du gestionnaire de réseau demeurent, quant à eux, distincts du prix négocié de l'énergie, conformément notamment aux articles 12 et 13 du même Arrêté.

Ainsi, pour chaque nature de projet, les présentes Directives permettent désormais au lecteur d'identifier immédiatement le cheminement applicable :

Identifier le régime → Collecter les données → Identifier et vérifier les coûts → Déterminer les paramètres → Construire le modèle → Calculer le revenu requis → Déterminer le tarif → Tester sa robustesse → Soumettre à la procédure réglementaire

Cette articulation entre droit, méthodologie, modèle mathématique et procédure administrative constitue le socle du référentiel tarifaire.

Soraya AZIZ-MOTO

Directrice Générale

