

AUTORIDADE REGIONAL
REGULADORA DE ELETRICIDADE DA CEDEAO

ECOWAS REGIONAL
ELECTRICITY
REGULATORY AUTHORITY



AUTORITÉ DE RÉGULATION
RÉGIONALE DU SECTEUR DE
L'ÉLECTRICITÉ DE LA CEDEAO

ENERGY COMMISSION BUILDING, GHANA AIRWAYS AVENUE, PMB 76 MINISTRIES POST OFFICE, ACCRA – GHANA
TEL: (+233) 0302 817 047 (+233) 0302 817 049 FAX: (+233) 0302 817 050 WEBSITE: www.erera.arrec.org EMAIL: info@erera.arrec.org

DECISION N°021/ERERA/26
Portant approbation de la Procédure d'Application du Tarif de Transport Régional
d'Electricité (PATRE)

Le Conseil de Régulation,

VU le Traité révisé de la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) du 24 juillet 1993 ;

VU le Protocole A/P4/1/03 du 31 janvier 2003 relatif à l'énergie dans la CEDEAO ;

VU l'Acte additionnel A/SA.2/01/08 du 18 janvier 2008 portant création de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) ;

VU le Règlement C/REG.27/12/07 du 15 décembre 2007 tel qu'amendé, portant composition, organisation, attributions et fonctionnement de l'ARREC, notamment en son article 18.5 ;

VU la Directive C/DIR.1/06/13 du 21 juin 2013 sur l'organisation du Marché régional de l'électricité (MRE) ;

VU la Décision N°018/ERERA/25 du 13 septembre 2025 portant approbation des Codes du Marché Régional de l'Electricité Ouest Africain (CMRE-OA);

VU la Décision N°020/ERERA/26 du 19 mars 2026 portant adoption de la Méthodologie de Tarification du Transport Régional (MTR) applicable au Marché Régional de l'Electricité (MRE);

CONSIDERANT que la Méthodologie de Tarification du Transport Régional (MTR) définit les principes de calcul des tarifs de transport applicables au MRE;

CONSIDERANT que la mise en œuvre effective de la MTR nécessite l'adoption d'une procédure opérationnelle précisant les modalités d'application, de calcul, de facturation, de collecte et de paiement des tarifs de transport ;

CONSIDERANT que la Procédure d'Application du Tarif de Transport Régional d'Electricité (PATRE) constitue un instrument essentiel pour assurer la transparence, la traçabilité et la prévisibilité des transactions dans le Marché Régional de l'Électricité ;

CONSIDERANT le rapport de la vingt quatrième réunion conjointe des Comités Consultatifs des Régulateurs et des Opérateurs de l'ARREC du 22 octobre 2025 recommandant l'approbation de la Procédure d'application du Tarif de Transport Régional d'Electricité (PATRE) par le Conseil de Régulation de l'ARREC ;

CONSIDERANT les conclusions de la quatre-vingt-treizième réunion du Conseil de Régulation de l'ARREC tenue du 17 au 19 mars 2026 ayant examiné et validé le projet de Procédure d'Application du Tarif de Transport Régional d'Electricité (PATRE) ;

DECIDE

Article 1

La Procédure d'Application du Tarif de Transport Régional d'Electricité (PATRE), ci-jointe, est approuvée.

Article 2

La Procédure d'Application du Tarif de Transport Régional d'Electricité (PATRE) précise les modalités opérationnelles de mise en œuvre de la Méthodologie de Tarification du Transport Régional (MTTR), notamment en ce qui concerne :

- (a) le mécanisme de recouvrement des coûts de transport d'électricité;
- (b) la détermination et l'allocation des pertes de transport d'électricité;
- (c) la collecte et la répartition des revenus entre les gestionnaires de réseau de transport d'électricité.

Article 3

La Procédure d'Application du Tarif de Transport Régional d'Electricité (PATRE) est mise en œuvre par l'Opérateur du Système - Marché régional, sous la supervision de l'ARREC, conformément aux dispositions des Codes du Marché Régional de l'Électricité.

Article 4

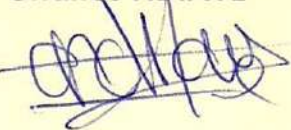
La présente Décision est publiée au Bulletin Officiel de l'ARREC et sur son site internet.

Article 5

La présente Décision entre en vigueur à compter de sa date de signature.

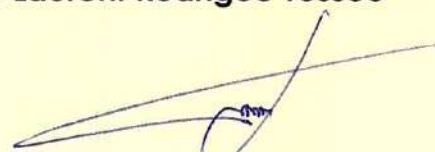
Fait à Accra, GHANA, le 19 mars 2026

Charles NDIAYE

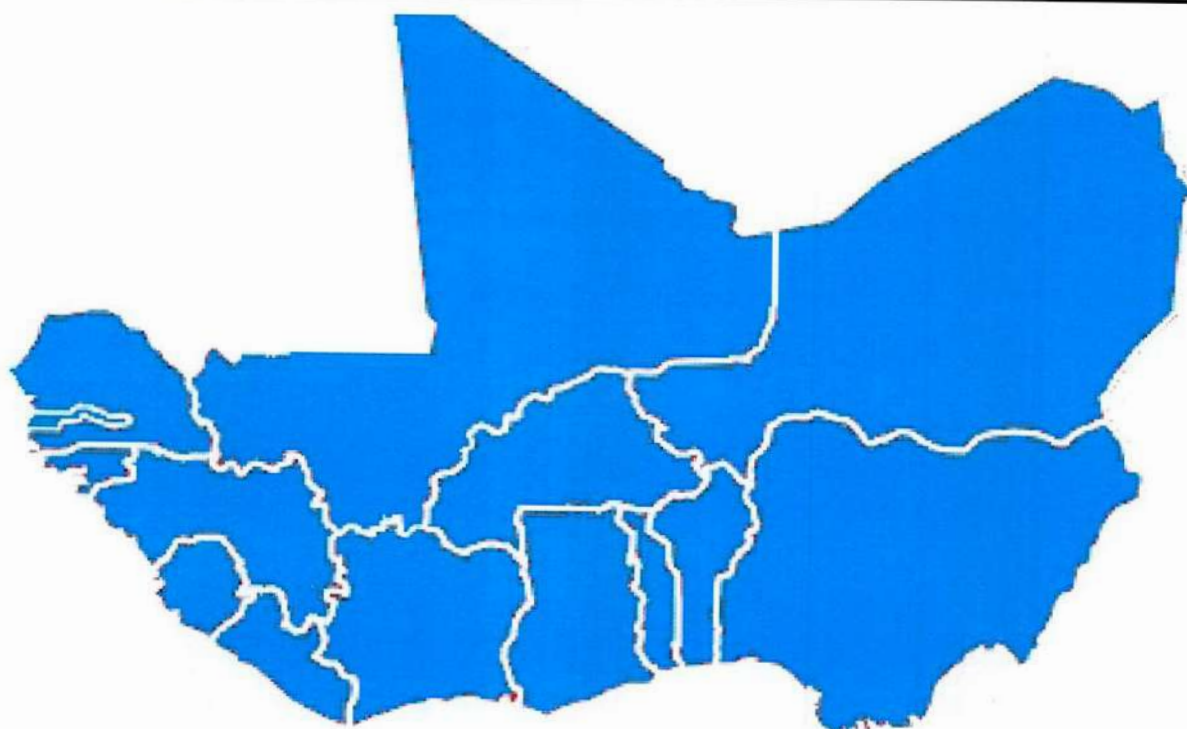


Membre du Conseil

Kocou Laurent Rodrigue Tossou



Président



PROCÉDURE D'APPLICATION DU TARIF DE TRANSPORT RÉGIONAL D'ÉLECTRICITÉ - PATTRE

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE



TABLE DES MATIÈRES

ACRONYME.....	3
1 INTRODUCTION	4
1.1 Objet et description du service	4
1.2 Champ d'application.....	4
1.3 Définitions	5
2 PROCESSUS OPERATIONEL DETAILLE	7
2.1 Principaux objectifs.....	7
2.2 Vue d'ensemble du processus opérationnel de haut niveau	7
2.3 Responsabilités et obligations des Entités	8
2.4 Données d'entrée principales.....	9
2.5 Description du processus opérationnel.....	9
2.5.1 Étape A – Données d'entrée tarifaires pour le CGM	9
2.5.2 Étape B – Mise à jour de la Base de données des actifs	13
2.5.3 Étape C – Répartition de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes	17
2.5.4 Étape D – Détermination de la Compensation N des RCP	20
2.5.5 Étape E – Facturation et règlement des compensations N des RCP	22
2.5.6 Étape F – Rapprochement de la Compensation N des RCP.....	25
APPENDICE	28
Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la Base de données des actifs	28
Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC pour l'EEEOA.....	28
Annexe 3 : POC pour la sélection des instantanés d'archétype pour l'APM-IGOC	28

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE



ACRONYME

APM	Méthode de participation moyenne
ARREC	Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO
CGM	Modèle de réseau commun
CGM BP	Processus d'élaboration du Modèle de Réseau Commun
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
CTE	Comité Technique d'Exploitation de l'EEEOA
GR	Gestionnaire de réseau
MRE	Marché régional de l'électricité
MTTR	Méthodologie de tarification du transport régional
OMVG	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Gambie
OSM	Opérateur du Système-Marché
PATTRE	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
PIPES	Planification, programmes d'investissement et mesures de protection de l'environnement
PST	Transformateur de déphasage
RCP	Partie pour la Compensation régionale
SOGEM	Société de Gestion de l'Énergie de Manantali
TRANSCO CLSG	Transmission Company Côte d'Ivoire–Libéria–Sierra Léone–Guinée
WAPP/EEEOA	Système d'Echanges d'Énergie Electrique Ouest Africain

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE



1 INTRODUCTION

1.1 Objet et description du service

L'objectif de la présente procédure est de décrire les activités qui seront menées par l'OSM et l'ARREC pour définir, régler et mettre à jour la tarification du transport régional du réseau de transport régional de l'EEEOA en application de la Méthodologie de tarification du transport régional (MTTR).

La méthodologie de calcul de la tarification du transport est décrite dans la **MTTR**.

Les délais pour le calcul de la tarification du transport sont les suivants :

- **Année à l'avance (N-1)** : Il s'agit de l'année civile (N-1) où l'OSM calcule pour chaque RCP la compensation nette annuelle, applicable à l'année suivante (N), telle que déterminée par l'APM. Le résultat de ces calculs est appelé « Compensation N des RCP ».
- **Année (N)** : Il s'agit de l'année N pour laquelle la Compensation N des RCP s'applique, couvrant l'utilisation du réseau de transport et les pertes associées. Le CGM et les Instantanés associés se réfèrent spécifiquement à cette année, l'année (N).
- **Année suivante (N+1)** : Il s'agit de l'année où l'OSM finalise le règlement de la Compensation N des RCP, sur la base des flux réels observés au cours de l'année (N). Le résultat est appelé « Rapprochement N des RCP ».

1.2 Champ d'application

La présente procédure s'applique au processus de détermination de la Compensation N des RCP et du Rapprochement N des RCP.

Certains aspects du processus sont hors du champ d'application de la description de la procédure actuelle, notamment :

- La création du Modèle de réseau commun (CGM) qui est décrite dans le « Processus d'élaboration du Modèle de réseau Commun de l'EEEOA à un an d'avance (CGM BP de l'EEEOA à N-1) ».
- La procédure opérationnelle qui définit les étapes à suivre par l'OSM et les RCP, détaillant le processus de facturation et de décompte du MRE, telle que décrite dans la Procédure opérationnelle correspondante.
- Le processus de détermination, d'allocation, d'exécution et de rapprochement du paiement des frais du MRE.
- La nomination de la Partie pour la Compensation régionale (RCP). Selon la MTTR, sauf notification contraire à l'ARREC et communication à l'OSM, la RCP désignée par chaque État membre de l'EEEOA est le GR national. Cela inclut également SOGEM, TRANSCO CLSG et OMVG lorsqu'il s'agit de l'utilisation de leurs actifs propres.


Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE



1.3 Définitions

Tout terme non défini dans le présent article a le sens qui lui est donné dans la MTTR ou le Code de réseau de l'EEEOA. Les termes suivants ont la signification qui leur est donnée ci-dessous :

1. **Base de données des actifs** : elle contient les données de chaque élément du Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA (RTIE), y compris les longueurs de ligne, le nombre de circuits, les types de lignes, les types de pylônes, les tensions, le type et la tension d'appareillage, la puissance nominale des condensateurs série, la puissance nominale et la tension du transformateur, etc. La base de données des actifs comprend des données de référence sur les coûts standard unitaires et les indicateurs financiers pour le calcul de l'amortissement des actifs et du Coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC), qui sont utilisés pour déterminer les revenus requis annuels totaux pour chaque actif.
2. **Modèle de réseau commun (CGM)** : Ensemble de données régionales convenues entre les GR décrivant les caractéristiques pertinentes du système électrique de l'EEEOA (production, demande et topologie de Réseau pertinent) et les règles permettant de modifier ces caractéristiques au cours du processus de calcul de la Capacité nette de transfert (NTC), pour que les flux sur les lignes de raccordement soient cohérents avec les échanges transfrontaliers d'électricité.
3. **Gestionnaire de réseau (GR)** : désigne soit le Gestionnaire de réseau de transport (GRT), soit l'Opérateur du système (OS), ce dernier interagissant avec l'Opérateur de transport (OT) sur la base des compétences et devoirs mutuels, en fonction de la structure de l'industrie électrique et de la réglementation de chaque État membre.
4. **Participant au marché** : désigne toute Entité de l'industrie de fourniture de l'électricité de l'un des États membres du RTIE qui est enregistrée et autorisée à faire du commerce dans le MRE.
5. **Actifs régionaux** : désigne les actifs composant le Réseau de transport régional de l'EEEOA, qui comprend tous les actifs interconnectés dont la tension de service est supérieure ou égale à 132 kV (ou telle que convenue par l'ARREC) dans la région couverte par le RTIE.
6. **Partie pour la compensation régionale (RCP)** : dans le cadre de la Méthodologie de tarification du transport régional (MTTR), il s'agit de l'entité dans chaque zone de réglage qui reçoit ou paie la compensation régionale pour les coûts de transport résultant des échanges transfrontaliers d'électricité. Le Gestionnaire de réseau est d'office la RCP de sa zone de réglage, à moins que l'autorité compétente nationale (ACN) n'en décide autrement et notifie la RCP à l'ARREC et à l'OSM. Les SPV agissant en tant qu'opérateurs de transport transnationaux spécialisés tels que SOGEM, OMVG et TRANSCO CLSG sont également des RCP pour ce qui concerne la compensation de l'utilisation de leurs actifs propres.
7. **Méthodologie de tarification du transport régional (MTTR)** : il s'agit de la méthodologie adoptée et approuvée par l'ARREC pour la détermination et l'allocation des coûts liés à l'utilisation des Actifs régionaux ainsi qu'aux pertes associées dans le cadre du Marché Régional de l'Électricité (MRE)
8. **Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité (PATTRE)** : il s'agit de la procédure d'application de la MTTR.
9. **Scénario** : selon le CGM BP de l'EEEOA à N-1, il s'agit d'une perspective d'avenir caractérisée par des données prévisionnelles (prévision de charge et de production) et des données de programmation (indisponibilité planifiée et non planifiée des éléments du réseau et des points de consigne de production).

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

10. **Instantané** : il s'agit d'une période de temps spécifique (d'une durée d'une (1) heure) qui capture les conditions électriques pertinentes et les flux transfrontaliers à des moments particuliers pour représenter un Scénario donné dans le Modèle de réseau commun (CGM).
11. **Processus d'élaboration du Modèle de réseau commun de l'EEEOA à un an d'avance (CGM BP de l'EEEOA à N-1)** : il s'agit de la procédure décrivant le processus mené un an à l'avance (Année N-1) pour créer le Modèle de réseau commun (CGM) du RTIE pour l'année (N). Ce processus, réalisé par l'Opérateur du Système Marché (OSM) à partir des données des Gestionnaires de Réseaux (GR), soutient la planification opérationnelle et les évaluations de sécurité du système électrique de l'EEEOA. *cf*

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE



2 PROCESSUS OPERATIONNEL DETAILLE

2.1 Principaux objectifs

L'objectif principal de l'échéancier de l'année à l'avance (N-1) pour la tarification du transport régional est de calculer les paiements nets ex ante auxquels chaque Partie pour la compensation régionale (RCP) sera assujettie au cours de l'année N d'exploitation. L'objectif principal de l'échéancier de l'année suivante (N+1) est de régler les paiements effectifs sur la base des échanges réels suivis par l'OSM.

Les étapes de la Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité (PATTRE) sont les suivantes :

- L'OSM et les GR préparent le CGM selon le CGM BP de l'EEEOA à N-1.
- L'OSM définit dans l'année N-1 l'allocation des paiements nets par chaque RCP.
- L'ARREC approuve et publie dans l'année N-1 les compensations basées sur l'allocation des paiements nets de l'OSM par chaque RCP.
- L'OSM exécute l'échange de paiements de l'année N aux RCP payeuses nettes à l'OSM, et de l'OSM aux RCP receveuses nettes.
- L'OSM prépare et exécute dans l'année N+1 le règlement des compensations, sur la base des flux réels observés dans l'année N, après approbation de l'ARREC.

2.2 Vue d'ensemble du processus opérationnel de haut niveau

La détermination et le règlement de la tarification du transport régional sur les années N-1 et N+1 comprennent les étapes suivantes :

- a) Données d'entrée tarifaires pour le CGM.
- b) Mise à jour de la Base de données des actifs.
- c) Répartition de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes
- d) Détermination des compensations N des RCP.
- e) Facturation et règlement des compensations N des RCP.
- f) Rapprochement des compensations N des RCP.

Une vue d'ensemble de haut niveau du CGM BP est présentée schématiquement dans la Figure 1.

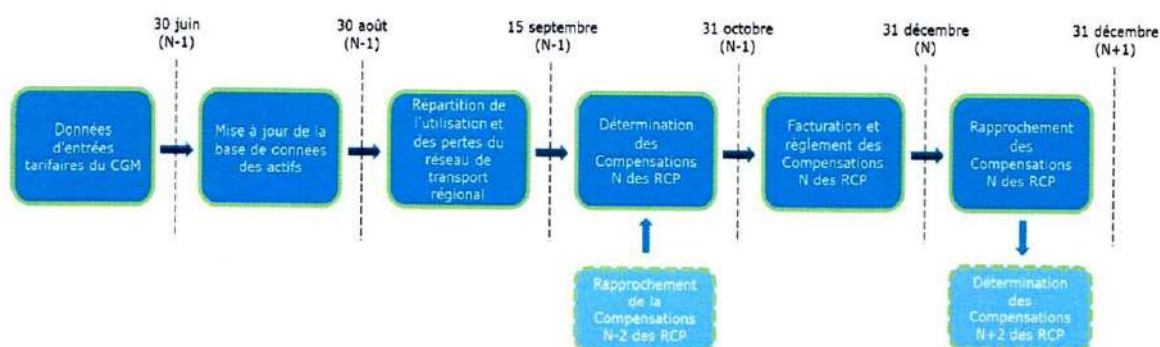


Figure 1 - Vue d'ensemble du processus opérationnel de haut niveau

§


Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE



2.3 Responsabilités et obligations des Entités

Table 2-1 - Entités impliquées dans le processus opérationnel

Entités	Responsabilités et obligations
ARREC	<p>L'ARREC :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Approuve la base de données des coûts standard ; 2. Approuve l'allocation des paiements nets par chaque RCP calculés par l'OSM dans l'année N-1 pour l'année à venir N (c'est-à-dire la Compensation N des RCP) ; 3. Approuve le rapprochement ultérieur (c'est-à-dire le Rapprochement N des RCP) ; 4. Notifie la Compensation N des RCP aux ARN.
GR	<p>Les GR :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Fournissent les données appropriées pour la mise à jour de la base de données sur les actifs à l'OSM ; 2. Fournissent une copie à l'Autorité de régulation nationale (ARN).
RCP	<p>La RCP :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reçoit l'allocation des paiements nets de l'OSM (c.-à-d. la Compensation N des RCP) ; 2. Reçoit/paie les paiements nets de/à l'OSM en fonction de la Compensation N des RCP ; 3. Reçoit l'allocation de l'OSM en fonction du Rapprochement N des RCP ; 4. Reçoit/paie les paiements nets de/vers l'OSM en fonction du Rapprochement N des RCP.
OSM	<p>L'OSM :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Envoie une notification aux GR, aux ARN et à l'ARREC au début du processus ; 2. Demande des données de la part des GR ; 3. Fournit les scénarios de construction du CGM ; 4. Met à jour la Base de données des actifs ; 5. Calcule les Compensations N des RCP et les publie après approbation de l'ARREC ; 6. Effectue l'échange des paiements des RCP payeuses nettes vers l'OSM et de l'OSM vers les RCP receveuses nettes ; 7. Exécute le rapprochement N des RCP.
ARN	<p>L'ARN :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reçoit une notification de l'OSM au début du processus ; 2. Reçoit du GR les données envoyées à l'OSM pour la mise à jour de la base de données des actifs ; 3. Reçoit une notification sur la Compensation N des RCP de l'ARREC ; 4. Prévoit dans les Tarifs nationaux la Compensation N des RCP pour sa Zone de réglage.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

2.4 Données d'entrée principales

L'OSM fournit trois (3) catégories de données d'entrée :

- Les prévisions d'échanges de puissance entre les GR pour l'année N, sur la base des années N-2, N-1 et des prévisions.
- Les données des coûts standard les plus récents approuvés par l'ARREC.
- Une collection d'Instantanés reflétant la prévision d'utilisation du système pour l'année N, selon l'Annexe 3 : POC pour la sélection des instantanés d'archétype pour l'APM-.

La création du CGM est décrite dans le Processus Opérationnel du Modèle de réseau commun à N-1 de l'EEEOA (CGM BP de l'EEEOA à N-1). Cette procédure décrit le processus d'orientation de la création du CGM sur le marché et les informations opérationnelles appropriées qui sont essentielles à la création du CGM aux fins de la tarification du transport régional.

Dans le cadre du développement du CGM, les GR fournissent également les données pertinentes pour la mise à jour de la base de données des actifs, à savoir : le nombre de circuits de chaque ligne (1L, 2L, ...), le nombre de conducteurs pour chaque phase (1C, 2C, 3C, ...), l'année de mise en service, la part de propriété (dans le cas d'actifs transfrontaliers).

La base de données sur les coûts standard doit être la source des coûts de remplacement spécifiques standard des actifs du Réseau de transport régional.

Les données de coût standard doivent être mises à jour par l'OSM en consultation avec l'EEEOA tous les cinq (5) ans et au besoin (par exemple, l'introduction d'une nouvelle typologie d'actifs), et approuvées par l'ARREC.


2.5 Description du processus opérationnel

2.5.1 Étape A – Données d'entrée tarifaires pour le CGM

2.5.1.1 Activités pertinentes

Les activités pertinentes pour la fourniture du CGM à adopter pour le calcul des Compensations des RCP doivent suivre la liste des activités figurant dans le CGM BP de l'EEEOA à N-1.

Cette procédure intègre les activités suivantes à prendre en compte dans le cadre de l'élaboration du CGM pour l'année N :

1. Dans le **DS.01** de l'Étape A – Définition des Scénarios du CGM BP de l'EEEOA à N-1, l'OSM propose au minimum quatre (4) Scénarios à simuler pour la tarification du transport régional. Les Scénarios de marché à définir, doivent refléter les échanges de puissances attendus entre les GR pour l'année N, sur la base des années N-2, N-1 et des prévisions. Cette spécification se traduit par une nouvelle activité **TI.01** pour l'OSM.
2. Dans l'**US.01-04** de l'Étape B – Mise à jour de la structure du modèle du CGM BP de l'EEEOA à N-1, les GR doivent fournir les données pertinentes pour la mise à jour de la Base de données des actifs, à savoir : le nombre de circuits de chaque ligne (1L, 2L, ...), le nombre de conducteurs pour chaque phase (1C, 2C, 3C, ...), l'année de mise en service, la part de propriété (dans le cas d'actifs transfrontaliers). L'OSM doit effectuer le contrôle de qualité et intégrer ensuite ces données dans le CGM. Cette spécification se traduit par une nouvelle activité **TI.02, TI.03, TI.04 et TI.05** pour l'OSM. 

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATRE



Table 2-2 - Principales activités de l'étape Données d'entrées tarifaires pour le CGM

ID	Activités	Parties responsables	Date limite	Parties concernées
TI.01	Proposition de Scénarios de Marché (ajout à DS.01 du CGM BP de l'EEEOA à N-1)	OSM	1er mai (N-1)	OSM
TI.02	Mise à disposition des données tarifaires de la Base de Données d'Actifs (ajout à US.01 du CGM BP de l'EEEOA à N-1)	GR	10 juin (N-1)	GR, OSM, ARN
TI.03	Contrôle de qualité et de disponibilité (ajout à US.02 du CGM BP de l'EEEOA à N-1)	OSM	20 juin (N-1)	OSM
TI.04	Mise à jour des données (ajout à US.03 du CGM BP de l'EEEOA à N-1)	GR		GR
TI.05	Intégration dans le CGM existant (ajout à US.04 du CGM BP de l'EEEOA à N-1)	OSM	30 juin (N-1)	OSM

2.5.1.2 Calendrier

La proposition des Scénarios de marché pour la préparation de l'ensemble des Scénarios du CGM doit être cohérente avec le **DS.01**-Proposition de Scénarios de l'Étape A – Définition des Scénarios du CGM BP de l'EEEOA à N-1, qui est le 1er mai de l'année N-1.

De même, les GR doivent suivre le calendrier fixé dans l'**US.01** de l'Étape B – Mise à jour de la structure du modèle du CGM BP de l'EEEOA à N-1 – qui est le 10 juin de l'année N-1 – pour la fourniture des données pertinentes pour la mise à jour de la Base de Données des Actifs. L'OSM doit effectuer le contrôle de cohérence et intégrer les données dans le CGM avant le 30 juin.

Au plus tard le 31 août, l'OSM doit fournir un ensemble de fichiers PSS/E ou d'un logiciel équivalent pour l'analyse du réseau électrique contenant un (1) CGM pour chaque Scénario. Chaque ensemble doit inclure les données de réseau (dans un format « .sav » ou « .pfd » ou dans un format équivalent) pour l'étude du flux de puissance :

- Données électriques du système : tensions des jeux de barres, impédances de ligne, données de production et de charge, etc.
- État des commutateurs, des transformateurs et d'autres éléments du réseau.
- Résultats d'un cas de flux de puissance résolu (si le cas a été résolu avant l'enregistrement).
- Configuration du système électrique pour des études complémentaires (par exemple, analyses d'urgences, analyses de défauts, etc.).

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

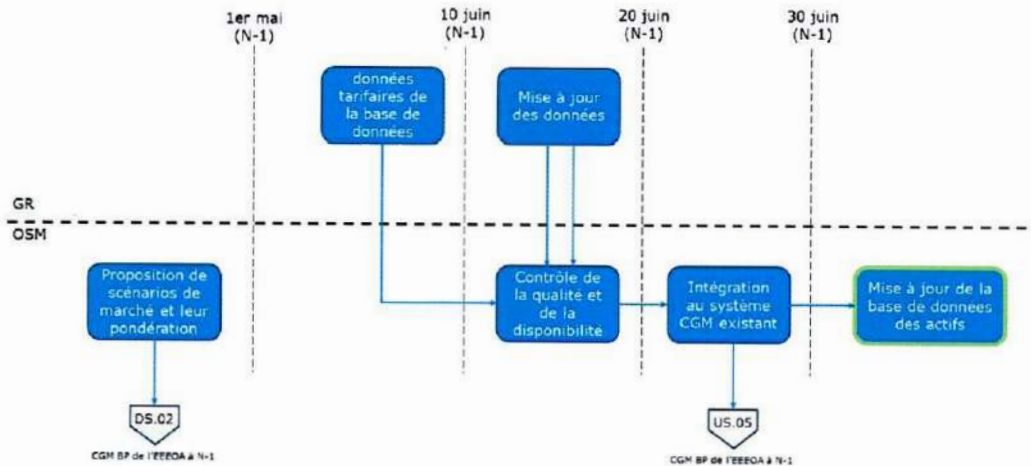


Figure 2 - Calendrier des données d'entrée tarifaires pour l'étape CGM


2.5.1.3 TI.01 - Proposition de scénarios de marché et leur poids

- **L'OSM** : avant le 1^{er} mai de l'année N-1, l'OSM propose la définition des scénarios de marché à adopter pour les Instantanés pertinents à développer et à simuler dans le CGM BP de l'EEEOA à N-1.
- **L'OSM** : en fonction des capacités et de l'accessibilité financière de la préparation et du calcul, ainsi que des lignes directrices fournies par l'ARREC, l'OSM sélectionne les Instantanés selon l'une des deux (2) approches suivantes :

- 1) L'approche de la courbe de durée de charge (LDC) : en analysant la LDC dérivée du tri du profil de charge horaire total de l'EEEOA prévu pour l'année N, l'OSM définit :
 - L'Instantané correspondant aux heures de pointe et aux heures creuses du 1^{er} semestre de l'année N.
 - L'Instantané correspondant aux heures de pointe et aux heures creuses du 2^e semestre de l'année N.
 - Si possible, une heure intermédiaire correspondant à la médiane des données du profil de charge.

Le poids (c'est-à-dire le nombre total d'heures sur les 8760 heures que chaque Instantané représente) à associer à chaque Instantané dans le calcul de l'APM dans l'Étape C - Répartition de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes est proposé par l'OSM sur la base de considérations statistiques sur la LDC et de son impact sur les résultats de l'APM. Les données utilisées pour établir les Instantanés et l'hypothèse sur la pondération doivent être fournies à l'ARREC pour son examen, en même temps que les résultats des compensations N des RCP dans **RC.02** de l'Étape D - Détermination de la Compensation N des RCP.

- 2) L'approche des avantages attendus : si cette méthode est retenue, l'OSM doit effectuer l'une des deux analyses proposées décrites dans l'Annexe 3 : POC pour la sélection des instantanés d'archétype pour l'APM-, afin d'identifier le nombre d'heures pertinentes (c'est-à-dire les Instantanés) et leurs pondérations correspondantes pour proposer, le cas échéant, des Scénarios de marché à représenter dans le CGM. À moins que l'OSM n'en décide autrement et que l'ARREC n'approuve, l'OSM adopte la première méthode décrite dans l'Annexe 3 : POC pour la sélection des instantanés d'archétype pour l'APM-, qui est basée sur les flux transfrontaliers, pour sélectionner l'instantané approprié.
- **L'OSM** : doit ensuite suivre les étapes de l'Étape A - Définition des Scénarios du CGM BP de l'EEEOA à N-1 pour finaliser les Scénarios sur lesquels il prépare le CGM. *β*

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

2.5.1.4 TI.02 - Fourniture de données sur les actifs

- **Les GR** : avant le 10 juin, en même temps que la livraison des données structurelles actualisées de leur système électrique (conformément à l'activité **US.01** du CGM BP de l'EEEOA à N-1), les GR doivent préparer et envoyer à l'OSM, avec une copie à l'ARN, les données pertinentes nécessaires à la mise à jour de la Base de données des actifs pour le calcul de la tarification du transport régional en utilisant le formulaire adéquat. Ces données comprennent :

- Le Code du Type de Lignes : le nombre de circuits de chaque ligne (1L, 2L, ...) et le nombre de conducteurs pour chaque phase (1C, 2C, 3C, ...).
- La date de mise en service de chaque actif.
- La part de propriété (en cas d'actifs transfrontaliers) du GR.

Les GR veillent à ce que :

- Toutes les informations déjà fournies à l'OSM sont toujours valables.
- Tous les actifs qui faisaient partie du réseau électrique au cours de l'année N-1 seront toujours en service au cours de l'année N.
- Tous les actifs qui seront mis en service au cours de l'année N sont décrits.

En ce qui concerne les actifs qui vont être mis en service, modifiés ou mis hors service au cours de l'année N, il est recommandé de retenir l'hypothèse la plus probable à ce stade.

2.5.1.5 TI.03 - Contrôle de la qualité et de la disponibilité

- **L'OSM** : vérifie que tous les GR ont fourni leurs données et s'assurer que les informations fournies par les GR sont pertinentes pour le processus, sur la base des éléments suivants :
- Les informations précédemment fournies par le GR.
- Comparaison de données similaires fournies par deux ou plusieurs GR différents.
- Toute autre information pertinente dont dispose le GR.

Le cas échéant, l'OSM adresse aux GR une demande de mise à jour des données d'entrée.


2.5.1.6 TI.04 - Mise à jour des données

- **Les GR** : À la demande de l'OSM, le GR vérifie si les informations fournies concernant la Base de données des actifs pour le calcul de la tarification de transport régional sont valides. Si ce n'est pas le cas, des informations actualisées doivent être fournies sur la base des commentaires de l'OSM.

2.5.1.7 TI.05 - Intégration dans le CGM existant

- **L'OSM** : À l'aide des données fournies par les GR, l'OSM intègre toutes les modifications liées aux informations relatives à la base de données des actifs pour le calcul de la tarification régionale du transport dans le fichier PSS/E existant ou un fichier logiciel équivalent de référence.

L'OSM met en œuvre l'information concernant la base de données sur les biens dans le logiciel PSS/E ou un logiciel équivalent comme suit :

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

- Le nombre de circuits de chaque ligne (1L, 2L, ...) et le nombre de conducteurs pour chaque phase de la ligne (1C, 2C, 3C, ...) en ajoutant un terme « _Code du Type_ » dans le champ « Nom ».
- L'année de mise en service de chaque actif en ajoutant un terme « _ Année de mise en service_ » dans le champ « Nom ».
- La part de propriété (en cas d'actifs transfrontaliers) comme suit :
 - Le champ « Propriétaire » pour le GR qui possède la totalité/partie de l'actif.
 - Le champ « Fraction » pour la part de propriété de chaque propriétaire.

2.5.2 Étape B – Mise à jour de la Base de données des actifs

2.5.2.1 Activités pertinentes


Cette étape B vise à mettre à jour la Base de données des actifs conformément au CGM qui déclare les revenus requis pour tous les actifs régionaux à rémunérer avec la tarification du transport régional.

Table 2-3 - Principales activités de l'étape de mise à jour de la Base de données des actifs

ID	Activités	Parties responsables	Date limite	Parties concernées
UAD.01	Mise à jour de la base de données des coûts standard	OSM	15 avril (N-1)	EEEEOA, OSM
UAD.02	Examen de la base de données sur les coûts standard	ARREC	30 avril (N-1)	ARREC
UAD.03	Mise à jour des données	OSM		OSM
UAD.04	Approbation de la base de données sur les coûts standard	ARREC		ARREC
UAD.05	Mise à jour de la Base de données des actifs	OSM	31 juillet (N-1)	OSM
UAD.06	Notification de la base de données des actifs	OSM		OSM, ARREC

2.5.2.2 Calendrier

Le calendrier des différentes activités est représenté dans la Figure 3.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

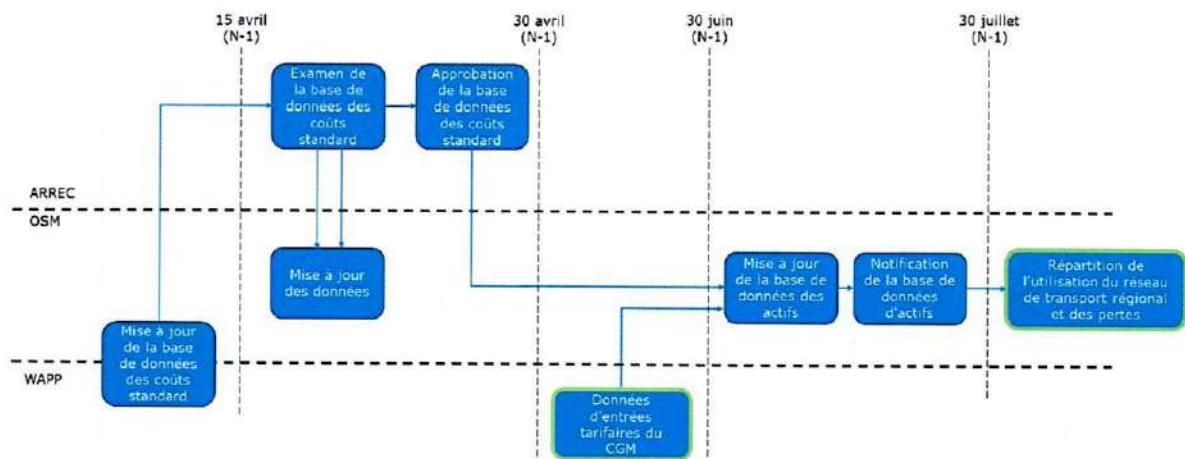



Figure 3 - Calendrier de l'étape de mise à jour de la Base de données des actifs

2.5.2.3 UAD.01 – Mise à jour de la base de données des coûts standard

- L'OSM** : L'OSM met à jour la base de données des coûts standard tous les cinq (5) ans ou en suivant la procédure de changement décrite dans le Code du marché. La nécessité d'une mise à jour peut survenir si les conditions suivantes se produisent :
 - La mise à jour de la Base de données d'actifs intégrée dans le CGM (voir activité **TI.05**) contient un nouveau type d'actif.
 - Une variation inattendue des prix des actifs énergétiques.
 - Toute autre raison pertinente dont dispose l'OSM.

La base de données du coût standard contient quatre (4) renseignements précis, tel que précisé dans l'Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la Base de données des :

- Les coûts unitaires standards de remplacement des actifs du Réseau Régional de Transport, à savoir :
 - Coût unitaire (USD par km) des lignes de transport, différencié par nombre de circuits (simple et double) et par nombre de conducteurs par phase pour tous les niveaux de tension du réseau de transport régional (≥ 132 kV). Le coût unitaire standard d'une ligne de transport doit également inclure une estimation des travaux de génie civil connexes, de l'acquisition du terrain/du droit de passage et d'autres équipements pertinents.
 - Coût unitaire (USD par MVA) des transformateurs à deux et trois enroulements et des travées associées – qui comprennent les disjoncteurs et la commutation – avec l'enroulement à haute tension à tous les niveaux de tension dans le réseau de transport régional (≥ 132 kV). Le coût des transformateurs à trois enroulements est calculé par incrément fractionnaire par rapport aux transformateurs à deux enroulements. Toutefois, si des informations plus détaillées sur les coûts sont disponibles pour les transformateurs à trois enroulements, un coût pour l'enroulement tertiaire doit être pris en compte.
 - Coût unitaire (USD par MVA) des transformateurs déphaseurs (PST) pour les niveaux de tension où il existe un tel équipement.
 - Coût unitaire (USD par MVA r), calculé comme trois fois le produit de la réactance, XC et le carré du courant nominal I_{RATED}) des condensateurs en série.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

- Coût unitaire de l'équipement haute tension typique (à une tension ≥ 132 kV) et des installations situées dans des postes de transformation, qui sont :
 - Réacteurs, y compris la travée (USD par unité).
 - Double jeu de barres avec coupleurs de jeux de barres associés, différenciant le cas des jeux de barres courts et longs (USD par unité).
 - Autres coûts liés aux installations (USD par poste), qui comprennent l'acquisition de terrains, les connexions et équipements internes, le bâtiment intégré et les travaux de génie civil.

Les coûts standard unitaires sont utilisés pour calculer le coût total des actifs régionaux dans l'Etape UAD.05 – Mise à jour de la base de données des actifs.

2. La période d'amortissement des actifs, telle que déterminée par l'ARREC, est fixée pour :
 - Les Lignes de transport à 50 ans.
 - Les Transformateurs, y compris les transformateurs de déphasage (PST) à 25 ans.
 - La condensateurs série à 35 ans.


3. Les valeurs du CMPC autorisées telles qu'approuvées par décision de l'ARREC. La décision de l'ARREC fixant les valeurs applicables du CMPC doit préciser :
 - la valeur commune unique du CMPC applicable, de manière générale, aux actifs du RTIE ;
 - le cas échéant, les valeurs spécifiques du CMPC applicables aux actifs des Sociétés à Objectif Spécifique (SPV) ou aux actifs de transport privés.

Tant que l'ARREC n'a pas encore approuvé de valeurs du CMPC, l'OSM applique une valeur commune unique de 11 % pour le CMPC à l'ensemble des actifs du RTIE. Dès que l'ARREC approuve des valeurs du CMPC, l'OSM applique les valeurs les plus récemment approuvées.

4. Les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M), y compris le coût de financement du fonds de roulement tels qu'approuvés par décision de l'ARREC. La décision de l'ARREC fixant les valeurs applicables pour les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) doit préciser :
 - la valeur commune unique des coûts d'exploitation et de maintenance (O&M), en pourcentage de la valeur de l'actif, applicable, de manière générale, aux actifs du RTIE ;
 - le cas échéant, les valeurs spécifiques des coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) applicables aux actifs des Sociétés à Objectif Spécifique (SPV) ou aux actifs de transport privés.

Tant que l'ARREC n'a pas encore approuvé de valeurs des coûts d'exploitation et de maintenance (O&M), l'OSM applique une valeur commune unique de 4% de la valeur de l'actif pour l'ensemble des actifs du RTIE. Dès que l'ARREC approuve des valeurs des coûts d'exploitation et de maintenance (O&M), l'OSM applique les valeurs les plus récemment approuvées.

- **L'OSM** : les fichiers utilisés comme sources d'information doivent être étiquetés, sauvegardés et archivés de manière à pouvoir être récupérés ultérieurement si nécessaire soit pour des études, soit en cas de litiges. *fb*

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

- **L'EEEOA** : L'OSM collabore avec l'EEEOA pour réviser et adopter la proposition de l'OSM pour la mise à jour de la Base de données des Coûts Standard.
- **L'OSM** : L'OSM envoie à l'ARREC, une fois terminée, la mise à jour de la Base de données des coûts standards.

2.5.2.4 UAD.02 – Examen de la base de données des coûts standard

Dans le cas où l'OSM met à jour la Base de données des coûts standard dans **UAD.01** :

- **L'ARREC** : L'ARREC examine la base de données des coûts standard.

2.5.2.5 UAD.03 – Mise à jour des données

Dans le cas où l'OSM met à jour la base de données des coûts standard dans UAD.01 :

- **L'OSM** : à la demande de l'ARREC, l'OSM examine et met à jour la base de données sur les coûts standard en fonction des commentaires de l'ARREC suivant **UAD.02**.

Dans le cas où l'OSM ne met pas à jour la base de données des coûts standard dans **UAD.01** :

- **Aucune action**

2.5.2.6 UAD.04 – Approbation de la base de données des coûts standards

Dans le cas où l'OSM met à jour la base de données des coûts standard dans **UAD.01** :

- **L'ARREC** : l'ARREC doit approuver la base de données sur les coûts standard.

Dans le cas où l'OSM ne met pas à jour la base de données des coûts standard dans **UAD.01** :


- **Aucune action**

2.5.2.7 UAD.05 – Mise à jour de la base de données des actifs

- **L'OSM** : avec la publication de la Mise à jour de la structure du modèle du CGM BP de l'EEEOA à N-1 au plus tard le 30 juin (voir US.05 du CGM BP de l'EEEOA à N-1) et l'approbation de la base de données des coûts standard, l'OSM prépare la Base de données d'actifs complète pour le calcul de la Tarification Régionale de Transport dans le fichier Excel de référence existant.

Le fichier est composé de la base de données sur les coûts standard et des données sur les biens. Les données sur les actifs comprennent les actifs régionaux, regroupés dans les catégories suivantes :

- LIGNE DE TRANSPORT ;
- TRANSFORMATEUR ;
- CONDENSATEURS SERIE ;
- PST.
- **L'OSM** : sur la base des informations collectées et intégrées dans le CGM, conformément à l'étape A – Entrées tarifaires pour le CGM, met à jour les champs suivants dans les données sur les actifs :
 - Noms de code des actifs ;
 - Longueur [km] ;
 - Puissance réactive nominale (pour les condensateurs série) ;

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

- Capacité marchande (c.-à-d. TAUX A) [MVA] ;
 - Tension côté haut [kV] et tension côté bas [kV] ;
 - Enroulement tertiaire [O/N] ;
 - Code du type de ligne (nombre de circuits et nombre de conducteurs) ;
 - Niveau de tension (HT pour les transformateurs) [kV] ;
 - Catégorie d'actif (si LIGNE DE TRANSPORT, TRANSFORMATEUR, CONDENSATEURS SÉRIE, PST) ;
 - Nom du propriétaire 1 et pourcentage de propriété associé ;
 - Nom du propriétaire 2 et pourcentage de propriété associé ;
 - Date de mise en service [année].
- **L'OSM** : Sur la base de l'identification de l'actif mise à jour et des informations insérées précédemment dans les données de l'actif, calcule le coût total par actif (USD) conformément aux instructions incluses dans Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la Base de données des :
 - Pour chaque LIGNE DE TRANSPORT, le coût total par actif (USD) correspond aux coûts unitaires de remplacement standard (USD/km) définis dans la base de données des coûts standard, multipliés par la longueur de la ligne ;
 - Pour chaque TRANSFORMATEUR, PST et CONDENSATEURS SÉRIE, le coût total par actif (USD) correspond aux coûts unitaires standard de remplacement de l'actif (USD/MVA ou USD/MVA_r) définis dans la base de données des coûts standard, plus une proportion égale des coûts supplémentaires liés à l'équipement haute tension situé dans les Postes de transformation d'accueil.
 - **L'OSM** : après le calcul du coût total par actif (USD) de chaque actif, l'OSM met à jour les champs suivants dans les données de l'actif :
 - Coût total par actif [USD] ;
 - Âge de l'actif [Année] ;
 - Amortissement total et annuel [USD] ;
 - Valeur totale et bénéfiques autorisés sur la valeur nette d'inventaire des actifs [USD]¹ ;
 - Coûts d'exploitation et de maintenance [USD] ;
 - Revenus requis annuels totaux de chaque actif [USD].

2.5.2.8 UAD.06 – Notification de la base de données des actifs

- **L'OSM** : L'OSM doit fournir la base de données des actifs aux parties prenantes concernées, y compris les GR, l'EEEOA et l'ARREC, conformément aux règles de confidentialité des données du MRE.

2.5.3 Étape C – Répartition de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes

2.5.3.1 Activités pertinentes

Cette Étape C vise à répartir l'utilisation du Réseau de transport régional et les pertes résultant de l'exploitation prévue du Réseau électrique de l'EEEOA pour l'année N et consécutive à l'application de la méthode APM.

¹ Une valeur résiduelle égale à 0 % du coût standard de l'actif sera utilisée dans un premier temps jusqu'à ce que l'ARREC en décide autrement après une étude appropriée.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

Table 2-4 - Principales activités de l'Allocation de l'utilisation du Réseau Régional de Transport et des pertes

ID	Activités	Parties responsables	Date limite	Parties concernées
AUL.01	Préparation des données d'entrées du modèle APM	OSM	15 septembre (N-1)	OSM
AUL.02	Allocation de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes	OSM		OSM

2.5.3.2 Calendrier

Le calendrier des différentes activités est représenté dans la Figure 4.

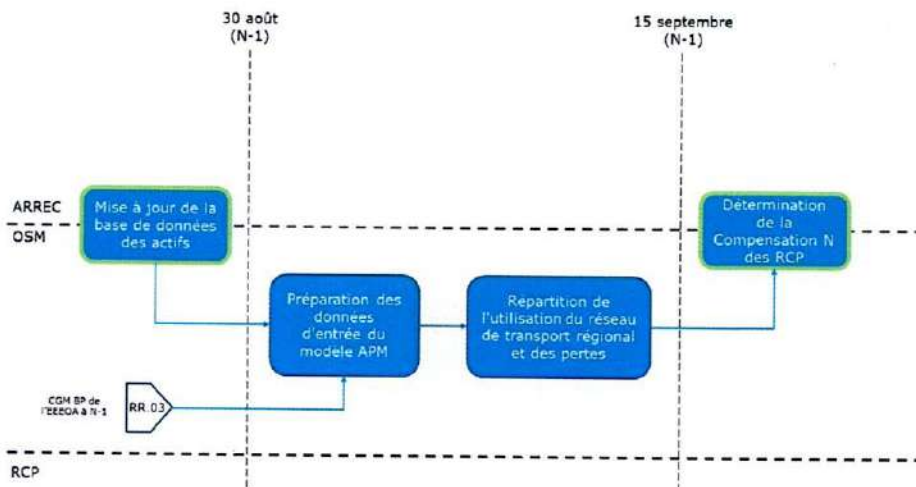



Figure 4 - Calendrier de l'allocation de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes

2.5.3.3 AUL.01 – Préparation des données d'entrée du modèle de l'APM

- L'OSM** : L'OSM prépare les données d'entrée du modèle APM pour calculer l'allocation de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes. Les données d'entrée pour les calculs, comme indiqué dans Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la Base de données des sont :
- Un calcul de flux de charge en régime alternatif (AC Load Flow) effectué pour chaque Instantané du CGM généré par l'OSM selon le CGM BP de l'EEEOA à N-1 pour chaque Scénario, qui contient :
 - Le flux de puissance de chaque jeu de barres vers les différents actifs du Réseau de transport ;
 - Les pertes sur chaque actif du Réseau de transport.
- Le fichier PSS/E qui décrit la structure du réseau de l'EEEOA pour chaque Instantané du CGM développé selon le CGM BP de l'EEEOA à N-1 pour chaque Scénario. *af*

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	


- Le fichier contenant la Base de données des actifs.
 - Le fichier de prétraitement des entrées de contrôle qui contient les variables pour formater les deux fichiers mentionnés ci-dessus (c'est-à-dire, répartition de puissance en courant alternatif et la structure du réseau de l'EEEOA) en un format adapté à l'application de l'APM.
 - Le fichier d'entrée de contrôle de l'APM qui contient les variables utilisées par l'APM pour exécuter les fonctionnalités applicables.
- **L'OSM** : L'OSM doit entrer un facteur de puissance de 0,95 pour effectuer les calculs de l'APM.
 - **L'OSM** : Sauf instruction contraire de l'ARREC, l'OSM considère uniquement les actifs régionaux en sélectionnant l'option « Régional » pour l'allocation des pertes sur le réseau régional de l'EEEOA.
 - **L'OSM** : Conformément à la MTTR, dans le fichier d'entrée de contrôle APM, l'OSM applique une clé de répartition Production-Charge égale respectivement à 10 % et 90 %, qui représente les proportions du coût total du réseau à attribuer aux utilisateurs du réseau (respectivement les producteurs et les charges) pour déterminer leurs contributions à l'utilisation des actifs et aux pertes.
 - **L'OSM** : Conformément à la MTTR, dans le fichier d'entrée de contrôle APM, l'OSM fixe les prix unitaires des pertes (USD/MW) au prix de compensation moyen pondéré du Marché du jour pour le lendemain (DAM), calculé sur la base des données disponibles des douze (12) derniers mois. En l'absence de données disponibles, l'OSM établit une valeur alternative, sous réserve de l'approbation par l'ARREC.

2.5.3.4 AUL.02 – Allocation de l'utilisation du réseau de transport régional d'électricité et des pertes

- **L'OSM** : L'OSM applique le modèle APM conformément à la MTTR pour le calcul de l'allocation de l'utilisation du Réseau de Transport régional. Comme l'APM détermine l'utilisation proportionnelle de chaque actif, cette même proportion est utilisée pour allouer les pertes dans le système.

Le calcul est effectué par l'OSM conformément aux instructions annexées à la présente procédure et référencées dans l'Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la Base de données des .

- **L'OSM** : À l'issue de l'opération, l'OSM dépose tous les résultats désagrégés et agrégés de l'application du Modèle APM, qui comprennent au moins :
 - Les résultats ventilés par producteur et par charge :
 - la contribution globale au flux sur chaque actif par générateur et par charge ;
 - la répartition des pertes sur chaque actif par producteur et par charge ;
 - la répartition proportionnelle des coûts au producteur et à la charge, ventilée par actif et total des actifs de la zone de réglage ;
 - la répartition proportionnelle de la valeur des pertes au producteur et à la charge, ventilée par actif et par total des actifs de la zone de réglage.
 - Les résultats agrégés par RCP :
 - l'allocation du coût d'utilisation du réseau des charges par RCP ;

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

- l'allocation du coût des pertes des charges par RCP ;
- coût global alloué aux charges par RCP ;
- l'allocation du coût d'utilisation du réseau de la production par RCP ;
- l'allocation du coût des pertes de la production par RCP ;
- coût global alloué à la production par RCP ;
- coût global conjoint des pertes par RCP ;
- coût global conjoint de l'utilisation du réseau par RCP ;
- coût total global conjoint par RCP.

2.5.4 Étape D – Détermination de la Compensation N des RCP

2.5.4.1 Activités pertinentes


Cette Étape D vise à calculer les compensations nettes à payer/recevoir par la RCP à l'année N en raison de la prévision d'exploitation du Réseau Electrique de l'EEEOA pour l'année N et de la conséquence de l'utilisation du Réseau de transport régional et des pertes.

Table 2-5 - Principales activités de l'étape de Calcul des Compensations RCP

ID	Activités	Parties responsables	Date limite	Parties concernées
RC.01	Définition de la Compensation N des RCP	OSM	15 septembre (N-1)	OSM
RC.02	Examen de la Compensation N des RCP	ARREC	15 octobre (N-1)	ARREC, OSM
RC.03	Mise à jour du calcul	OSM		OSM
RC.04	Approbation de la Compensation N des RCP	ARREC		ARREC
RC.05	Publication de la Compensation N des RCP	OSM	31 octobre (N-1)	OSM, ARREC, GR

2.5.4.2 Calendrier

Le calendrier des différentes activités est représenté dans la Figure 5.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

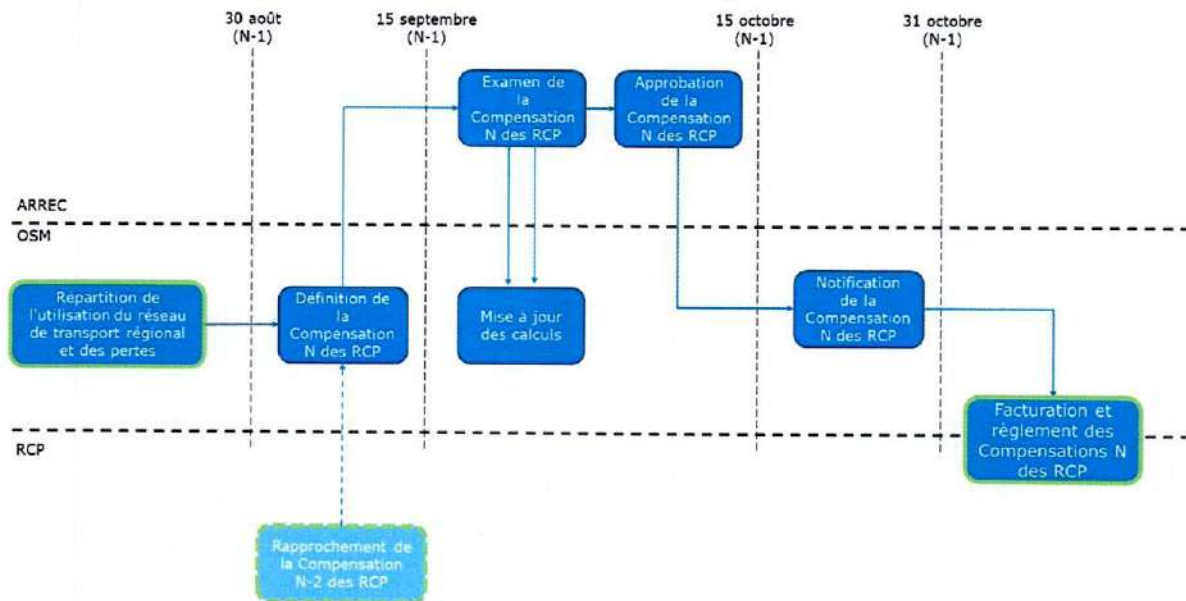



Figure 5 - Calendrier de la mise à jour de l'étape de calcul des compensations RCP

2.5.4.3 RC.01 – Détermination de la Compensation N des RCP

- **L'OSM** : Une fois l'allocation de l'utilisation du Réseau de Transport régional et des pertes ainsi que le calcul terminés, l'OSM envoie à l'ARREC les résultats désagrégés et agrégés de l'application du Modèle APM. Les résultats agrégés du « Coût total global conjoint par RCP » indiquent le coût total (en USD) alloué à chaque RCP en raison du :
 1. Coût d'utilisation du réseau :
 - a. L'utilisation du réseau régional des autres RCP par les générateurs et les charges de sa zone ;
 - b. L'utilisation du réseau de sa zone par les générateurs et les charges des zones des autres RCP.
 2. Coût d'allocation des pertes :
 - a. Les pertes occasionnées dans le réseau régional des autres RCP par les générateurs et les charges de sa zone ;
 - b. Les pertes occasionnées dans son réseau par les générateurs et les charges des zones des autres RCP.

Les mêmes résultats indiquent également le montant net positif/négatif à recevoir/payer par chaque RCP, en identifiant respectivement les *RCP receveuses nettes* et *payeuses nettes*.

- **L'OSM** : L'OSM doit déclarer les résultats en dollars (\$), arrondis à deux décimales.
- **L'OSM** : L'OSM doit inclure dans la Compensation N des RCP le montant relatif au rapprochement de l'année (N-2), tel qu'il est détaillé dans l'état de rapprochement de la Compensation N-2 des RCP (voir *Étape F – Rapprochement de la Compensation N des RCP*).
- **L'OSM** : L'OSM soumet à l'ARREC les résultats des calculs de la Compensation N des RCP, ainsi que les données utilisées pour définir les instantanés et les hypothèses appliquées pour déterminer leurs pondérations respectives.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

2.5.4.4 RC.02 – Examen de la Compensation N des RCP

- **L'ARREC** : L'ARREC examine les compensations des RCP et demande à l'OSM de mettre à jour le calcul

2.5.4.5 RC.03 – Mise à jour du calcul

- **L'OSM** : À la demande de l'ARREC, l'OSM examine et met à jour les résultats du modèle APM et recalcule les compensations des RCP sur la base de l'examen de l'ARREC.

2.5.4.6 RC.04 – Approbation des compensations N des RCP

- **L'ARREC** : L'ARREC approuve les compensations N des RCP pour l'utilisation du réseau de transport régional et les pertes.
- **L'OSM** : En l'absence de chiffres récents approuvés par l'ARREC, l'OSM utilise les derniers chiffres approuvés.

2.5.4.7 RC.05 – Notification des compensations N des RCP

- **L'OSM** : L'OSM notifie aux parties prenantes concernées, y compris les GR, les RCP, les ARN et l'ARREC, les compensations N des RCP pour l'utilisation du réseau de transport régional et les pertes.

2.5.5 Étape E – Facturation et règlement des compensations N des RCP

2.5.5.1 Activités pertinentes

La présente étape E vise à gérer la facturation et le règlement de l'échange des paiements relatifs aux compensations RCP de la part des RCP payeuses nettes à l'OSM, et de la part de l'OSM aux RCP receveuses nettes.

Les activités pertinentes pour la facturation et le règlement de l'échange de paiements par l'OSM et les RCP doivent suivre les étapes de la procédure de facturation et de paiement définies dans la Procédure opérationnelle pertinente du MRE.

La présente procédure intègre les activités suivantes à prendre en compte dans le cadre de l'exécution de la Compensation N des RCP :

1. Lors de l'application des étapes de la procédure de facturation et de paiement de la Procédure opérationnelle concernée du MRE dans le cadre des Compensations inter-RCP et de l'application de la présente PATTRE, les parties impliquées dans l'échange de factures et de paiements sont les RCP payeuses nettes et les RCP receveuses nettes résultant de la détermination des Compensations N des RCP effectuées en *Étape D – Détermination de la Compensation N des RCP*.
2. Dans le cadre des Compensations inter-RCP et de l'application de la présente PATTRE, la facturation et les paiements sont basés sur les Compensations des RCP établies dans l'*Étape D – Détermination de la Compensation N des RCP* au cours de l'année N-1, et sont exécutés en douze (12) tranches égales mensuelles au cours de l'année N, tel que défini dans la MTTR. Cette spécification se traduit dans les nouvelles activités **EC.01-EC.05** pour l'OSM.


Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

Table 2-6 - Principales activités de facturation et de décompte des Compensations N des RCP

ID	Activités	Parties responsables	Date limite*	Parties concernées
EC.01	Émission de la facture pour la tranche mensuelle de Compensation N des RCP	OSM	M-10J, N	OSM, RCP
EC.02	Paielement de la facture pour la tranche mensuelle de Compensation N des RCP	RCP (payeuses nettes)	M-3J, N	RCP, OSM
EC.03	Émission d'un avertissement de paiement 24 heures sur 24	OSM	M-2J, N	OSM, RCP
EC.04	Paielement de la facture pour la tranche mensuelle de Compensation N des RCP	RCP (payeuses nettes)	M-1J, N	RCP, OSM
EC.05	Collecte des factures et distribution de la tranche mensuelle de Compensation N des RCP	OSM, RCP (receveuses nettes)	M, N	OSM, RCP

M-XJ, N = X jours avant le début du mois M, pour chaque mois M de l'année N

2.5.5.2 Calendrier

Le calendrier des différentes activités est représenté dans la Figure 6.

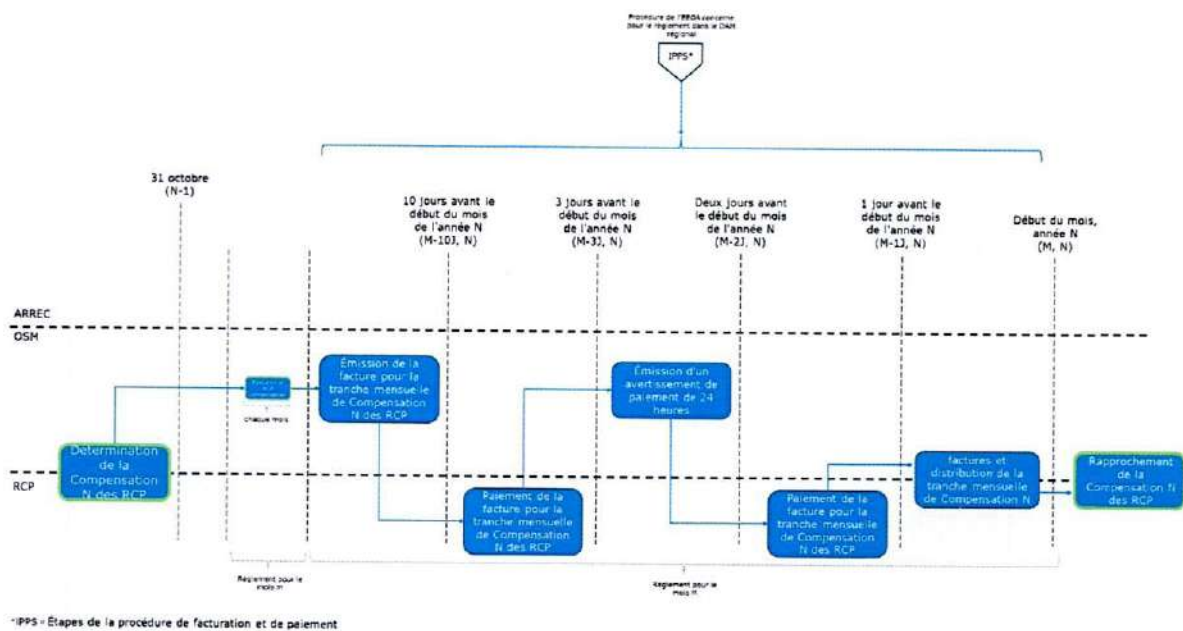



Figure 6 - Calendrier de la mise à jour de la facturation et du décompte des Compensations Y RCP.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

2.5.5.3 EC.01 – Émission de la facture pour la tranche mensuelle de la Compensation N des RCP

- **L'OSM** : dix (10) jours avant le début de chaque mois, l'OSM suit les étapes de la procédure de facturation et de paiement pertinentes de la procédure opérationnelle pertinente du MRE pour émettre une facture aux RCP qui en viennent à être des payeuses nettes à partir de la détermination effectuée en *Étape D – Détermination de la Compensation N des RCP*. La facture doit être égale à un douzième (1/12) du montant total net de la Compensation N des RCP à payer par chaque RCP payeuse nette, tel que déterminé dans l'*Étape D – Détermination de la Compensation N des RCP*.
- **La RCP** : la RCP *payeuse nette* reçoit la facture.

2.5.5.4 EC.02 – Paiement de la facture pour la tranche mensuelle de Compensation N des RCP

- **Les RCP** : Les RCP *payeuses nettes* qui reçoivent la facture suivent les étapes de la procédure de facturation et de paiement pertinentes de la procédure opérationnelle pertinente du MRE pour payer la facture dans les sept (7) jours à compter du jour de l'émission.
- **L'OSM** : L'OSM reçoit le paiement.

2.5.5.5 EC.03 – Émission d'un avertissement de paiement dans les 24 heures

- **L'OSM** : L'OSM suit les étapes de la procédure de facturation et de paiement pertinentes de la procédure opérationnelle pertinente du MRE pour émettre un avertissement de paiement de la facture dans les 24 heures aux RCP qui n'ont pas payé la facture prévue dans les délais impartis.

2.5.5.6 EC.04 – Paiement de la facture pour la tranche mensuelle de Compensation N des RCP

Dans le cas où une **RCP** n'a pas encore payé la facture telle que requise en **EC.02** :

- **La RCP** : La RCP *payeuse nette* qui reçoit la facture conformément aux étapes de la procédure de facturation et de paiement pertinentes de la procédure opérationnelle pertinente du MRE paye la facture dans les 24 heures suivant la réception de l'avertissement de paiement.


Dans le cas où la **RCP** a déjà payé la facture telle que requise en **EC.02** :

- **Aucune action**

Dans le cas où la RCP n'a pas payé la facture dans le délai de 24 heures du présent **EC.04** :

- **L'OSM** : L'OSM fait appel à la garantie de sécurité conformément aux étapes de procédure de facturation et de paiement pertinentes de la procédure opérationnelle pertinente du MRE ;
- **L'ARREC** : L'ARREC traite tout défaut dans le paiement et le règlement de la Compensation N des RCP conformément aux règles relatives aux sanctions² dans le MRE.

² Se réfère au Règlement C/REG.17/06/19 de la CEDEAO du 27 juin 2019 relatif aux sanctions applicables au Marché Régional de l'Electricité (MRE).

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE	

2.5.5.7 EC.05 – Collecte des factures et distribution de la tranche mensuelle de Compensation N des RCP

- L'OSM** : Au dernier jour avant le début de chaque mois, conformément aux étapes de la procédure de facturation et de paiement pertinentes de la procédure opérationnelle concernée du MRE, l'OSM encaisse tout le paiement dû des RCP *payeuses nettes*, prépare et verse le paiement mensuel pertinent aux RCP qui en viennent à être receveuses nettes à partir de la détermination effectuée en *Étape D – Détermination de la Compensation N des RCP*. Le paiement est égal à un douzième (1/12) du montant total net positif de la Compensation N des RCP à recevoir par chaque RCP *receveuse nette* tel que publié dans l'*Étape D – Détermination de la Compensation N des RCP*.
- La RCP**: La RCP *receveuse nette* reçoit le paiement.

2.5.6 Étape F – Rapprochement de la Compensation N des RCP

2.5.6.1 Activités pertinentes

La présente étape F vise l'exécution du rapprochement de la Compensation N des RCP sur la base des flux réels observés dans l'année N. Le rapprochement est effectué sur la base des modèles de flux réels qui se sont produits au cours de l'année N.

Table 2-7 - Principales activités du Rapprochement pour les paiements des compensations N des RCP

ID	Activités	Parties responsables	Date limite	Parties concernées
RE.01	Compiler l'état de rapprochement pour la Compensation N des RCP	OSM	30 avril N+1	OSM, RCP
RE.02	Publication de l'état de rapprochement de la Compensation N des RCP	OSM	31 mai N+1	OSM, RCP, ARREC
RE.03	Facturation et règlement du Rapprochement de la Compensation N des RCP	OSM, RCP	M, N+2	OSM, RCP

2.5.6.2 Calendrier

Le calendrier des différentes activités est représenté dans la Figure 7

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE

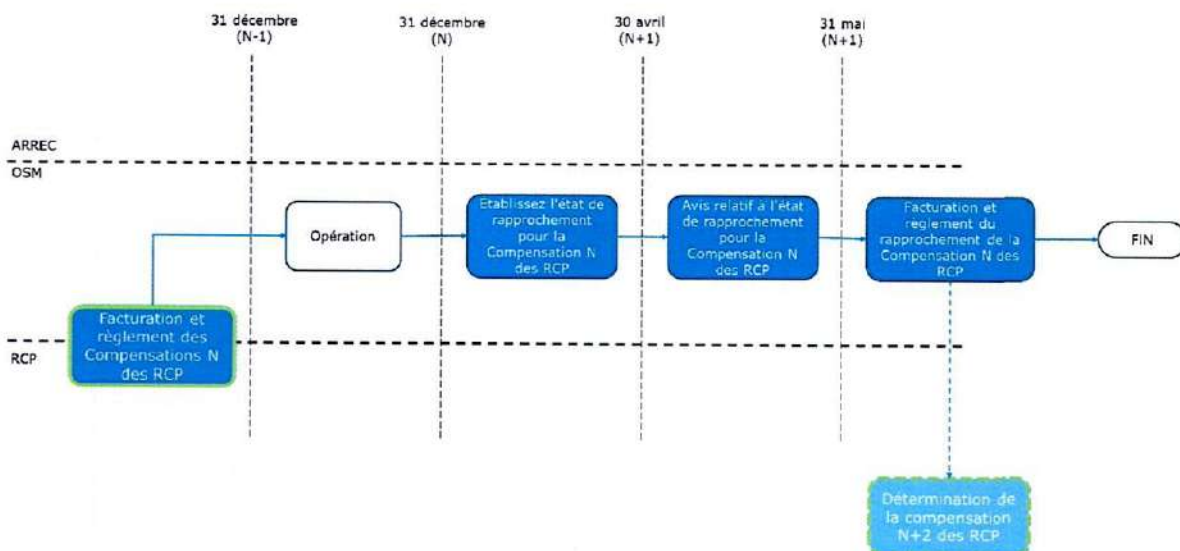


Figure 7 - Calendrier de la mise à jour de l'étape de Rapprochement de la Compensation N des RCP.

2.5.6.3 RE.01 – Établir l'état de rapprochement pour la Compensation N des RCP

Le niveau final des compensations qui devraient être appliquées pour l'année N sera calculé ex post à l'aide d'un ensemble d'instantanés représentant le fonctionnement réel du système observé au cours de l'année N.

- **L'OSM** : Pour calculer ces compensations, l'OSM collecte des données sur le niveau *réel* des variables de regroupement, pour toutes les heures de l'année, correspondant au fonctionnement *réel* du système au cours de l'année N.
- **L'OSM** : Sur la base de ces données, l'OSM répète la même approche que celle suivie dans le **TI.01** - Proposition de scénarios de marché et leur poids de l'Étape A – Données d'entrée tarifaires pour le CGM pour déterminer l'ensemble des instantanés à utiliser pour recalculer la Compensation N des RCP à rapprocher le cas échéant.
- **L'OSM** : L'OSM produit la carte des flux pour chaque instantané représentatif révisé dans cet ensemble mis à jour, qui peut être la carte des flux physiques réels mesurés, ou la carte des flux calculée sur la base d'autres variables du système mesurées pour cet ensemble d'instantanés (c'est-à-dire un ensemble révisé du CGM redéveloppé sur la base de ces nouveaux ensembles d'instantanés révisés).
- **L'OSM** : Sur la base de la carte actualisée des flux, l'OSM détermine le niveau actualisé de la Compensation N des RCP (ci-après dénommée « Compensation N des RCP ex-post ») en suivant la même procédure que celle décrite dans l'Étape C – Répartition de l'utilisation du réseau de transport régional et des pertes.
- **L'OSM** : Au plus tard le 30 avril de l'année N+1, l'OSM calcule les écarts de compensation entre la Compensation N des RCP ex-post et la Compensation N des RCP calculée à l'année N-1 comme la différence entre ces deux et rapporte les résultats désagrégés par RCP dans un état de rapprochement.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE



2.5.6.4 RE.02 – Notification de l'état de rapprochement pour la Compensation N des RCP

- **L'OSM** : L'OSM fournit à l'ARREC l'état de rapprochement pour l'utilisation réelle du réseau de transport régional et les pertes observées au cours de l'année N.
- **L'ARREC** : L'ARREC examine les compensations des RCP.
- **L'OSM** : À la demande de l'ARREC, l'OSM examine et recalcule les compensations N des RCP *ex post* sur la base de l'examen de l'ARREC et met à jour l'état de rapprochement pour la Compensation N des RCP.
- **L'ARREC** : L'ARREC approuve la version révisée de l'état de rapprochement pour la Compensation N des RCP.
- **L'OSM** : Au plus tard le 31 mai de l'année N+1, l'OSM informe les parties prenantes concernées, y compris les GR, les RCP, les ARN et l'ARREC, de la fourniture de l'état de rapprochement pour la Compensation N des RCP pour l'utilisation réelle du réseau de transport régional et les pertes de l'année N.

2.5.6.5 RE.03 – Facturation et règlement du Rapprochement de la Compensation N des RCP

- **L'OSM** : L'OSM inclut les écarts pour l'année N publiés dans le dernier état de rapprochement approuvé pour la Compensation N des RCP dans un fonds d'écart virtuel, calculé séparément pour chaque RCP, accumulant les écarts positifs et négatifs de la compensation nette reçue par cette RCP sur **P** années glissantes (*c'est-à-dire la Compensation N des RCP calculée ex-post moins la Compensation N des RCP calculée ex-ante est ajoutée dans le fonds d'écart virtuel*).
- **L'OSM** : L'OSM ajoute un montant, qu'il soit positif ou négatif, égal à $1/P$ du solde accumulé du fonds d'écart virtuel à la compensation RCP de l'année suivante. En pratique, cela signifie qu'au cours de l'année N+1, l'OSM ajoute $1/P$ du solde accumulé du fonds d'écart virtuel à la Compensation N+2 des RCP de chaque RCP et ajuste le solde du fonds en conséquence.

Sauf notification contraire de l'ARREC, **P** est fixé à trois (3) ans³.

³ Il s'agit de rendre le rapprochement par cette approche de fenêtre glissante aussi indépendant que possible des dernières décisions d'exploitation prises par les utilisateurs dans chaque zone RCP, tout en atténuant les variations des compensations nettes finalement appliquées par rapport à celles calculées à l'avance et communiquées aux zones RCP.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE



APPENDICE

Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la Base de données des actifs

- « Développement et mise à jour de la Base de Données des Actifs de l'EEEOA », 2025, par CESI.


Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC pour l'EEEOA

- « Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC pour l'EEEOA », 2025, par CESI.

Annexe 3 : POC pour la sélection des instantanés d'archétype pour l'APM-IGOC

- « Calcul des compensations annuelles inter-GR pour l'utilisation externe du réseau de chaque GR à l'aide d'un nombre réduit d'instantanés », 2025, par CESI.

§

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

PATTRE – Annexe 1

Instructions pour la mise à jour de la Base de données des actifs

Le présent ensemble d'instructions complète les activités mentionnées à « Étape B – Mise à jour de la Base de données des actifs » du PATTRE, en fournissant :

1. Étape 1 : Instructions détaillées pour la mise à jour de la Base de données des coûts standards

Cette étape est réalisée par l'Opérateur du Système-Marché (OSM), conformément à l'activité UAD.01 – Mise à jour de la Base de données des coûts standards.

2. Étape 2 : Instructions détaillées pour la mise à jour de la liste des actifs régionaux éligibles


Cette étape est déterminante pour établir annuellement, dans le format approprié, la liste exhaustive des actifs régionaux soumis au processus régional de tarification du transport, à partir des modèles de réseau PSS®E pertinents.

3. Étape 3 : Instructions détaillées pour la mise à jour de la Base de données des actifs

Cette étape est essentielle pour déterminer annuellement les annuités des actifs régionaux, lesquelles sont utilisées pour l'allocation ultérieure des coûts au moyen de l'APM, conformément à l'activité UAD.05 – Mise à jour de la Base de données des actifs.

Le processus de mise à jour de la Base de données des actifs repose sur les éléments suivants :

- 1) Un code Python structuré en deux (2) modules :
 - a. Le premier module est dédié à la mise à jour de la liste complète des données des actifs et de leurs attributs associés pour les Lignes de transport, Transformateurs, Condensateurs série et Transformateurs de déphasage (PST) du réseau du WAPP, conformément aux fichiers de modèles CGM PSS®E les plus récents et actualisés, pour chaque instantané pertinent.
 - b. Le second module est destiné au calcul du coût total par actif (USD) pour les catégories d'actifs concernées, ainsi qu'à la génération de la Base de données des actifs actualisée du WAPP.
- 2) Le fichier Excel contenant la Base de données des coûts standards (voir ANNEXE B : Fichier Excel de support pour la base de données des coûts des actifs 2025).

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

Étape 1 : Instructions détaillées pour la mise à jour de la Base de données des coûts standards

La Base de données des coûts standards (SCD) contient les coûts unitaires de référence nécessaires au calcul du coût total par actif (USD) pour les catégories d'actifs concernées. Elle est fournie sous la forme d'un fichier Excel structuré en feuilles suivantes :

- *SCD Computation Parameters* : cette feuille présente les principaux paramètres de calcul, notamment le WACC, les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) ainsi que la durée d'amortissement par type d'actif.
- *SCD Transmission Lines* : cette feuille présente les coûts unitaires [USD/km] des lignes de transport, ventilés par niveau de tension et par type de ligne.
- *SCD Substation Elements* : cette feuille présente les coûts unitaires des principaux composants des postes, ventilés par niveau de tension.

Composition de la SCD

Onglet 1 : SCD Computation Parameters

Le premier onglet, « SCD Computation Parameters », regroupe différents paramètres financiers, économiques et techniques pouvant être mis à jour manuellement chaque année par l'OSM sous réserve de l'approbation de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC). Un exemple est présenté dans la capture d'écran ci-dessous. Les valeurs contenues dans les cellules mises en évidence en couleur dorée peuvent être modifiées manuellement.

Document Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité-
Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de
données des coûts des actifs.

Révision 1.0

Code PATRE-A1
d'identification



Editable parameters / Paramètres modifiables

Row Number / Numéro de ligne	Description	u.m.	USED VALUE / VALEUR UTILISÉE	
1	Tariff calculation for year / Année de calcul tarifaire	year - année	2025	
2	Residual Value - Valeur résiduelle	%	0%	
3	Asset depreciation period - ex ERERA RESOLUTION N°006/ERERA/15 / Durée d'amortissement des actifs ex RÉSOLUTION ARREC N° 006/ARREC/15			
3.1	TRANSMISSION LINE / LIGNE DE TRANSMISSION	years - années	50	
3.2	PHASE SHIFTING TRANSFORMER (PST) / TRANSFORMATEUR DEPHASEUR (PST)	years - années	25	
3.3	TRANSFORMER / TRANSFORMATEUR	years - années	25	
3.4	SERIES CAP / CONDENSATEUR SERIE	years - années	35	
4	Parameters of companies (Weighted Average Cost of Capital - WACC), O&M Costs and price of losses Paramètres des entreprises (Coût moyen pondéré du capital - CMPC), coûts d'O&M et prix des pertes		WACC (%)	O&M Costs
4.1	TCN		11.0%	4%
4.2	GRIDCO		11.0%	4%
4.3	CEB		11.0%	4%
4.4	CIE		11.0%	4%
4.5	SONABEL		11.0%	4%
4.6	NIGELC		11.0%	4%
4.7	LEC		11.0%	4%
4.8	EDSA		11.0%	4%
4.9	EDG		11.0%	4%
4.10	EAGB		11.0%	4%
4.11	NAWEC		11.0%	4%
4.12	SENELEC		11.0%	4%
4.13	CLSG		11.0%	4%
4.14	SOGEM		11.0%	4%
4.15	EDM-SA		11.0%	4%
4.16	OMVG		11.0%	4%
4.17	SOMELEC		11.0%	4%
4.18	Additional TSOs / GRTs Additionels			
4.19	Additional TSOs / GRTs Additionels			
4.20	Additional TSOs / GRTs Additionels			
4.21	Additional TSOs / GRTs Additionels			
4.22	Additional TSOs / GRTs Additionels			
4.23	Additional TSOs / GRTs Additionels			
4.24	Additional TSOs / GRTs Additionels			
4.25	Additional TSOs / GRTs Additionels			
5	Voltage threshold for the regional assets / Seuil de tension pour les actifs régionaux	kV	132	

Onglet 2 : SCD Transmission Lines

Le deuxième onglet, « SCD Transmission Lines », constitue une table de correspondance dans laquelle un coût unitaire est associé à chaque code de ligne représenté par le niveau de tension (V_{level}), le nombre de circuits ($N_{circuits}$) et le nombre de conducteurs ($N_{conductors}$),

$$V_{level} N_{circuits} L N_{conductors} C \text{ (par exemple : } 225 \text{ 2L 1C)}$$

Le coût unitaire des lignes de transport [USD/km], tel que défini dans la base de données des coûts standards, prend en compte la conception, la fourniture et la construction des lignes, incluant notamment les éléments de coût suivants :

- Pylônes ;
- Conducteurs ;
- Câble de garde et câble de garde à fibres optiques (OPGW) ;
- Accessoires ;
- Isolateurs et quincaillerie associée ;
- Pièces de rechange ;
- Études et conception ;
- Fondations ;
- Montage et déroulage des conducteurs ;
- Servitudes de passage (Right-of-Way, ROW).

Il n'inclut pas le coût des travées de ligne, lequel est pris en compte dans l'onglet « SCD Substation Elements ».

Document Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité–
Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de
données des coûts des actifs.

Révision 1.0

Code PATRE-A1
d'identification



Les coûts dépendent des facteurs suivants :

- Niveau de tension : les coûts augmentent moins que proportionnellement avec l'augmentation de la tension.
- Nombre de conducteurs par phase : plus le nombre de conducteurs est élevé, plus le coût des matériaux augmente.
- Nombre de circuits par ligne : les lignes à double circuit comportent un nombre de conducteurs double par rapport aux lignes à circuit simple, mais entraînent également des coûts plus élevés pour les pylônes et les travaux de montage.


Un exemple est présenté dans la capture d'écran ci-après.

TRANSMISSION LINE / LIGNES DE TRANSMISSION			
VOLTAGE / NIVEAU DE TENSION			UNIT COST / COÛT UNITAIRE
kV	TYPE	CODE	kUSD/km
400	Ligne à double terre, quatre conducteurs par phase	400 2L 4C	276
400	Ligne à simple terre, quatre conducteurs par phase	400 1L 4C	321
400	Ligne à double terre, trois conducteurs par phase	400 2L 3C	238
400	Ligne à simple terre, trois conducteurs par phase	400 1L 3C	282
330	Ligne à double terre, quatre conducteurs par phase	330 2L 4C	284
330	Ligne à double terre, trois conducteurs par phase	330 2L 3C	245
330	Ligne à double terre, deux conducteurs par phase	330 2L 2C	202
330	Ligne à simple terre, trois conducteurs par phase	330 1L 3C	291
330	Ligne à simple terre, deux conducteurs par phase	330 1L 2C	244
330	Ligne à double terre, un conducteur par phase	330 2L 1C	160
330	Ligne à simple terre, un conducteur par phase	330 1L 1C	199
225	Ligne à double terre, un conducteur par phase	225 2L 1C	144
225	Ligne à double terre, deux conducteurs par phase	225 2L 2C	193
225	Ligne à simple terre, un conducteur par phase	225 1L 1C	177
225	Ligne à simple terre, deux conducteurs par phase	225 1L 2C	228
161	Ligne à double terre, deux conducteurs par phase	161 2L 2C	173
161	Ligne à simple terre, deux conducteurs par phase	161 1L 2C	205
161	Ligne à double terre, un conducteur par phase	161 2L 1C	129
161	Ligne à simple terre, un conducteur par phase	161 1L 1C	159
150	Ligne à double terre, un conducteur par phase	150 2L 1C	126
150	Ligne à simple terre, un conducteur par phase	150 1L 1C	156
132	Ligne à double terre, un conducteur par phase	132 2L 1C	122
132	Ligne à simple terre, deux conducteurs par phase	132 1L 2C	195
132	Ligne à simple terre, un conducteur par phase	132 1L 1C	151

Onglet 3 : SCD Substation Elements

Les postes de transport sont de nature modulaire, et leur coût total — incluant la conception, la fourniture et la construction — dépend de leur configuration. L'onglet « SCD Substation Elements » présente les coûts unitaires des principaux éléments constitutifs des postes, y compris les services d'ingénierie, les servitudes, les indemnités pour dommages ainsi que les essais technico-administratifs :

- Équipements principaux, y compris les travaux de fondation associés :
 - Transformateurs ;
 - Transformateurs de déphasage (PST) ;
 - Équipements de compensation shunt (réactances ou batteries de condensateurs) ;
 - Condensateurs série

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

- Travées et équipements (disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs de courant (TC), transformateurs de tension (TT), parafoudres, bobines de couplage à ondes porteuses), ainsi que les raccordements haute tension (HT), incluant les conducteurs, équipements terminaux, isolateurs, structures de support, ouvrages métalliques de poste, circuits de mise à la terre, travaux de génie civil, équipements périphériques de protection du système, de commande et de contrôle, ainsi que les équipements auxiliaires et systèmes généraux, etc. :
 - Travée de transformateur ;
 - Travée de ligne ;
 - Travée de shunt ;
 - Jeu de barres.
- L'Installation : cette rubrique comprend les coûts liés au foncier, aux raccordements, aux bâtiments, aux aménagements extérieurs, au système d'automatisation du poste, au système d'alarme ainsi qu'au système de gestion.

Les coûts dépendent du niveau de tension auquel les différents composants sont raccordés.

Un exemple est présenté dans la capture d'écran ci-après.

VOLTAGE / NIVEAU DE TENSION	TRANSFORMER BAY (PRIMARY) / BAIE DE TRANSFORMATEUR (PRIMAIRE)	TRANSFORMER BAY (SECONDARY) / BAIE DE TRANSFORMATEUR (SECONDAIRE)	LINE BAY / BAIE DE LIGNE	SHUNT BAY / BAIE DE SHUNT	TRANSFORMER (2W) / TRANSFORMATEUR (2W)
	UNIT COST / COÛT UNITAIRE	UNIT COST / COÛT UNITAIRE	UNIT COST / COÛT UNITAIRE	UNIT COST / COÛT UNITAIRE	UNIT COST / COÛT UNITAIRE
kV	kUSD/unit	kUSD/unit	kUSD/unit	kUSD/unit	kUSD/MVA
400	884	-	891	1088	7
330	884	-	891	1088	7
225	691	437	565	676	5
161	418	418	430	504	13
155	418	418	430	504	13
150	418	418	430	504	13
132	418	418	430	504	13
GIS*	70%	70%	76%	59%	0%

* Extra cost due to GIS insulation.
 * Including insulated platform.
 § Considering that the variable controlled capacity (i.e., TCSC) is around 75% of the total.


Processus de mise à jour

La présente section organise sous forme de flux de travail, le processus de mise à jour périodique de la Base de données des coûts standards, conformément à l'étape « UAD.01 – Mise à jour de la Base de données des coûts standards » du PATTRE.

La procédure ainsi que les références utilisées pour l'élaboration de la version actuelle de la Base de données des coûts standards sont présentées ci-après, afin de faciliter le développement des versions futures. L'ANNEXE A : Approche suivie pour la mise à jour 2025 détaille les références spécifiques, les quantités et les valeurs retenues pour la mise à jour 2025. L'OSM peut s'y référer pour appuyer les mises à jour ultérieures de la base de données.

Étape 0 : Références

L'OSM identifie et dresse la liste des principales sources pertinentes pour la mise à jour des informations de coûts. La section ANNEXE A : Approche suivie pour la mise à jour 2025 présente la liste des références utilisées pour la mise à jour 2025.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

De manière générale, les plateformes de la Banque mondiale¹ et de la Banque africaine de développement² constituent des sources ouvertes, accessibles en continu, qui doivent faire l'objet d'un suivi régulier pour la mise à jour de la Base de données des coûts standards. D'autres plateformes, accessibles librement ou sur abonnement, telles que BiddingSource³ ou Assortis⁴, peuvent également être utilisées.

Étape 1 : Collecte des coûts de référence

- Pour la mise à jour de l'onglet « **SCD Transmission Lines** », cette étape consiste à recenser l'ensemble des sources de référence ainsi que les informations associées permettant d'extrapoler le coût de référence (kUSD/km), conformément au format suivant :

Description du projet	Lot	Code de la ligne	Longueur [km]	Année d'appel d'offres	Adjudicataire	Coût total [USD]	Coût source de référence [kUSD/km]
Le Projet d'interconnexion Guinée - Mali		225 2L 1C	53.7	2021	GROUPEMENT MEC ET UPTL (509302)	8,600,523	160
...

NOTE : Le coût total correspond à la somme du prix contractuel exprimé en USD et du montant en monnaie locale, converti en USD sur la base du taux de change applicable à l'année de l'appel d'offres.

- Pour la mise à jour de l'onglet « **SCD Substation Elements** », cette étape consiste à recenser :
 - L'ensemble des projets financés ainsi que les informations associées relatives aux postes électriques :


Noms des postes	BAMBADINCA – SALTHINO – BISSAU – MANSOA
Année d'appel d'offres	2016
Montant du contrat	\$37,200,000
BAMBADINCA	Deux transformateurs de puissance 225/30 kV d'une puissance de 15 MVA chacun, destinés à la distribution ;
	Deux départs de ligne 225 kV permettant l'intégration du poste dans la boucle ;
	Une réactance shunt 225 kV d'une puissance de 20 MVA ;
	Un jeu simple de barres 225 kV, pouvant être doublé ultérieurement ;
	Deux disjoncteurs d'arrivée 30 kV ;
	Un disjoncteur de couplage 30 kV ;

¹ Projets et opérations | Banque mondiale

² MapAfrica

³ Marchés publics

⁴ <https://www.assortis.com/tpl/assortis-home.asp>

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité – Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

Noms des postes	BAMBADINCA – SALTHINO – BISSAU – MANSOA
Année d'appel d'offres	2016
	Deux jeux de barres 30 kV ;
	Quatre disjoncteurs de départ 30 kV ;
	Deux sectionneurs-fusibles de départ pour les transformateurs des services auxiliaires ;
	Deux transformateurs de services auxiliaires, chacun d'une puissance de 200 kVA.
...	...
	...
	...

NOTE : Le coût total correspond à la somme du prix contractuel exprimé en USD et du montant en monnaie locale, converti en USD sur la base du taux de change applicable à l'année de l'appel d'offres.

2. Toutes les sources de référence ainsi que les informations y afférentes nécessaires à l'extrapolation du coût de référence (kUSD/...) des équipements de poste, selon le format ci-après :

Référence	Type d'actif	Tension (primaire) [kV]	Capacité Rate A [MVA]	Année de référence	Coût total [USD]	Coût de référence [kUSD/...]
Informations GO	PST	330	250	2010	3,200,000	12.8 kUSD/MVA
Plan de développement GO	Transformateur (2 enroulements)	225	250	2023	1,000,000	4.0 kUSD/MVA
...

Ce tableau devrait couvrir, dans la mesure du possible, l'ensemble des équipements de poste pris en compte dans la Base de données des coûts standards, notamment les travées transformateur, travées ligne, travées shunt, transformateurs, équipements shunt, condensateurs série, jeux de barres et installations générales.


Il devrait également présenter les coûts issus des sources de référence de manière à couvrir la plage de niveaux de tension la plus étendue possible.

La section ANNEXE A : Approche suivie pour la mise à jour 2025 présente les données chiffrées et les références utilisées pour la mise à jour 2025.

Étape 2 : Actualisation des coûts

L'OSM procède à l'actualisation de l'ensemble des données de coûts identifiées à l'Étape 1 : *Collecte des coûts de référence*, depuis l'année de référence jusqu'à l'année cible, en appliquant les coefficients cumulatifs d'inflation appropriés et en veillant à ce que tous les coûts soient exprimés en USD :

1. Déterminer le coefficient cumulatif annuel d'inflation applicable aux États-Unis entre l'année de référence et l'année cible. Sauf indication contraire de l'ARREC, utiliser l'indice des prix à la production des États-Unis (US PPI) correspondant à la classification

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

industrielle « Electric Bulk Power Transmission and Control » comme coefficient cumulé d'inflation^{5, 6}

- Calculer le coefficient cumulé d'inflation sur la base du US PPI, depuis l'année du projet jusqu'à l'année de référence N⁷, au moyen de la formule suivante :

$$\text{Coefficient cumulé d'inflation} = \frac{PPI_N}{PPI_{\text{proj_Année}}}$$

- Appliquer le coefficient cumulé d'inflation calculé aux coûts convertis en USD afin d'obtenir les coûts actualisés pour l'année N.

Exemple de calcul

Supposons qu'un coût unitaire de 1 000 USD soit observé en 2018, et que l'indice PPI soit respectivement de 165 en 2018 et de 215 en 2025, aux fins de l'actualisation de ce coût à l'année 2025 :

- Coefficient cumulé d'inflation = $\frac{215}{165} \approx 1.30$
- Coût actualisé = $1000 \times (1.30) = 1300 \text{ USD}$

La présente procédure d'actualisation des coûts repose sur les hypothèses suivantes :

1. Simplification des composantes en monnaie locale :

L'ensemble des coûts exprimés en monnaie locale est converti en USD à l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence, en utilisant le taux de change applicable à l'année du projet. Le coefficient cumulé d'inflation des États-Unis est ensuite appliqué à l'intégralité du montant contractuel.


Cette simplification se justifie par les considérations suivantes :

- Dans la mesure où la valeur actualisée recherchée pour l'année cible doit être exprimée en USD, il n'est pas nécessaire d'actualiser séparément les composantes libellées en monnaie locale. La conversion de l'ensemble des coûts en USD dès l'année de référence / de l'appel d'offres permet une application simple et cohérente du taux d'inflation américain.
- La conversion de tous les coûts dans une monnaie unique (USD) fournit une base d'analyse homogène, tout en réduisant la complexité liée à la gestion de plusieurs monnaies et taux de change.

⁵ PPI : Indice des prix à la production (Producer Price Index) de U.S. Bureau of Labor Statistics

⁶ Lien direct pour télécharger les données relatives au secteur sélectionné :
<https://download.bls.gov/pub/time.series/pc/pc.data.46.Utilities>

⁷ Si les données pour l'année N ne sont pas disponibles, utiliser la moyenne annuelle disponible pour l'année N-1.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

- Les indices d'inflation américains ainsi que les données économiques correspondantes sont plus facilement accessibles et, de manière générale, plus stables que ceux de nombreux pays africains.
2. Les variations spécifiques des prix des matières premières sur le marché international ne sont pas prises en compte séparément, l'inflation étant considérée comme un indicateur global intégrant déjà ce type de variations.

Ce choix se justifie par les considérations suivantes :

- L'inflation reflète généralement l'évolution des prix d'un large éventail de biens et de services, y compris les matières premières. Dès lors, le recours à l'inflation comme indicateur principal permet de capter les variations de coûts de manière plus simple et plus directe.
- La prise en compte exclusive de l'inflation permet de réduire la complexité des calculs, en évitant la nécessité de suivre et d'appliquer des variations spécifiques pour chaque matière première.
- L'utilisation de l'inflation comme indicateur des variations de coûts constitue une pratique courante et admise dans de nombreux secteurs, ce qui rend les calculs plus lisibles, plus cohérents et plus facilement vérifiables.
- L'inflation aux États-Unis constitue un indicateur de l'évolution du pouvoir d'achat du dollar dans le temps. Dès lors, même lorsque les contractants ne sont pas américains (par exemple indiens ou chinois), le fait que les contrats soient libellés en USD signifie que les coûts sont exprimés dans une monnaie soumise à l'inflation. En conséquence, les coûts exprimés en USD peuvent être ajustés au moyen de l'inflation américaine afin de refléter leur valeur actualisée en dollars.

La section ANNEXE A : Approche suivie pour la mise à jour 2025 présente les valeurs et les références utilisées pour l'actualisation des coûts à l'horizon 2025.

Étape 3 : Logique d'extrapolation des coûts

Dans la mesure où l'ensemble des combinaisons possibles de types de lignes de transport, d'équipements de poste et de niveaux de tension présents dans le système du WAPP ne disposent pas nécessairement de références correspondantes issues des projets attribués et/ou des coûts de référence identifiés à l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence, l'OSM procède à une extrapolation des coûts pour les actifs ne disposant pas de telles références dans l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence.

- Pour les **lignes de transport** : Dans le cas où les coûts de référence issus de l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence ne sont pas disponibles pour chaque niveau de tension du réseau régional, et sauf justification contraire de la part de l'OSM et de l'ARREC, fondée sur des données et informations actualisées, l'OSM doit utiliser la règle suivante afin d'estimer les coûts de référence en fonction des différents niveaux de tension : les niveaux de tension 380–330 kV, 225 kV et 161–132 kV sont regroupés et supposés avoir les mêmes coefficients de décomposition des coûts de référence.

Ensuite, sauf justification contraire de la part de l'OSM et de l'ARREC, fondée sur des données et informations actualisées, l'OSM doit utiliser le tableau suivant des

Document Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité-
Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de
données des coûts des actifs.

Révision 1.0

Code d'identification PATTRE-A1



coefficients de décomposition des coûts des lignes afin d'extrapoler les coûts en fonction des différents codes de lignes (nombre de conducteurs et nombre de circuits).

Composant	132kV - 161 kV				225 kV				330 kV - 400kV							
	2L1C	2L2C	1L1C	1L2C	2L1C	2L2C	1L1C	1L2C	2L2C	1L1C	1L2C	1L3C	1L4C	2L3C	2L4C	
<i>Pylônes</i>	0.40	0.44	0.3	0.3	0.38	0.42	0.25	0.28	0.36	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	
<i>Conducteurs</i>	0.29	0.58	0.1	0.3	0.29	0.58	0.15	0.29	0.34	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.7	
<i>Câble de garde</i>	0.01	0.01	0.0	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<i>Accessoires</i>	0.01	0.01	0.0	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<i>Isolateurs + accessoires de fixation</i>	0.07	0.07	0.0	0.0	0.09	0.09	0.05	0.05	0.09	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	
<i>Pièces de rechange</i>	0.01	0.01	0.0	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<i>Études</i>	0.01	0.01	0.0	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<i>Fondations</i>	0.10	0.11	0.1	0.1	0.10	0.11	0.07	0.07	0.09	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
<i>Montage et déroulage</i>	0.10	0.10	0.1	0.1	0.10	0.10	0.07	0.07	0.08	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
TOT	1.00	1.34	0.62	0.80	1.00	1.34	0.61	0.79	1.00	0.49	0.61	0.72	0.82	1.22	1.41	

Pour chaque niveau de tension, un type de ligne de référence (mis en évidence en vert dans le tableau) auquel est associé un coût unitaire est sélectionné. Pour ces types de lignes, la décomposition du coût total en différents composants est déterminée sur la base de l'expérience, de la littérature et de l'appréciation de l'OSM et de l'ARREC, de sorte que le total soit égal à 1. Les autres types de lignes présentent une décomposition différente, comme indiqué dans les autres colonnes du tableau.


Par exemple, la ligne « 2L 2C » à 132 kV présente un coût des conducteurs deux fois supérieur à celui de la ligne « 2L 1C », tout en ayant le même coût pour le câble de garde et les accessoires. Il en résulte que le coût total des autres types de lignes diffère de 1. Le rapport du coût total (TOT) des différentes lignes est utilisé pour estimer les coûts lorsqu'aucune référence issue de la littérature n'est disponible (voir Étape 4 : Création de la Base de données des coûts standards).

- Pour les **équipements de poste** : Sauf justification contraire de la part de l'OSM et de l'ARREC, sur la base de données et d'informations actualisées, l'OSM doit utiliser la règle simple suivante afin d'estimer les coûts de référence en fonction des différents niveaux de tension : les niveaux de tension 380-330 kV, 225 kV et 161-132 kV sont regroupés et supposés avoir les mêmes coûts de référence.

Étape 4 : Création de la Base de données des coûts standards

L'étape finale consiste à créer la base de données des coûts standards mise à jour en regroupant l'ensemble des résultats issus des Étapes 1 à 3 :

- Pour les **lignes de transport**, l'OSM peut mettre à jour la Base de données des coûts standards applicables aux lignes de transport en appliquant :
 1. La moyenne algébrique des coûts de référence actualisés disponibles pour les projets connus recensés à l'Étape 2 : *Actualisation des coûts*.
 2. Les règles énoncées à l'Étape 3 : *Logique d'extrapolation des coûts*, afin d'extrapoler les coûts correspondant aux valeurs de référence non disponibles, à

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

partir des coûts de référence sélectionnés après calcul de la moyenne par niveau de tension. Dans le cas où aucun coût moyen de référence ne serait disponible pour certains niveaux de tension à l'étape précédente, une interpolation linéaire appropriée, par niveau de tension et par type de ligne, doit être utilisée afin de calculer une valeur proxy permettant d'établir la moyenne algébrique de référence pour ces coûts de référence non disponibles, puis d'appliquer les coefficients d'extrapolation.

3. Une majoration afin de prendre en compte les coûts divers, tels que les coûts liés aux emprises (Right-of-Way – ROW). Dans la procédure, cette composante est prise en compte a posteriori. En effet, dans de nombreux projets d'infrastructure publique, l'acquisition des terrains nécessaires aux emprises ne relève généralement pas du périmètre contractuel de l'entrepreneur. Cette responsabilité incombe plutôt au Gestionnaire de Réseau, qui veille à ce que l'entrepreneur dispose de l'accès nécessaire à la construction des lignes de transport, afin de limiter les risques de surcoûts et de retards liés aux difficultés d'acquisition foncière.

4. **NOTE :** pour les lignes à deux circuits, il convient de diviser les coûts par deux, étant donné que, dans le modèle PSS@E, chaque circuit est représenté comme un actif de ligne distinct.

Le tableau ci-après présente un exemple de calcul.

- Pour les **équipements de poste**, l'OSM peut calibrer et mettre à jour la Base de données des coûts standards applicables aux équipements de poste en procédant comme suit :
 1. *Comparer les sources de coûts de référence avec les coûts reconstitués selon une approche bottom-up :* pour chaque projet sélectionné et référencé à l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence, lorsque la composition interne du poste en termes de composants individuels est disponible, un calcul bottom-up du coût total, fondé sur les coûts unitaires collectés à l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence, doit être réalisé et comparé au coût de construction financé de l'ensemble du poste.
 2. *Harmoniser les sources de référence.* Pour chaque projet sélectionné, le rapport entre le coût total du projet de poste financé et le coût reconstitué selon une approche bottom-up (à partir des composants du poste) doit être calculé. Ces rapports sont ensuite moyennés. Si le rapport moyen obtenu se situe dans une marge d'erreur de 10 %, cela indique que les coûts unitaires collectés à l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence sont suffisamment précis et peuvent être utilisés pour mettre à jour l'onglet « SCD Substation Elements » de la Base de données des coûts standards. En revanche, si le rapport moyen dépasse la marge d'erreur de 10 %, ce rapport moyen doit être utilisé comme coefficient multiplicateur afin d'ajuster les coûts unitaires collectés à l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence. Ce coût ajusté sera ensuite utilisé pour mettre à jour l'onglet « SCD Substation Elements » de la Base de données des coûts standards.

98

Document Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité -
Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de
données des coûts des actifs.

Révision 1.0

Code d'identification PATTRE-A1



Exemple de création de la Base de données des coûts standards pour les lignes de transport :

kV	Code de ligne	Coût de référence 1	Coût de référence 2	Coût de référence	Moyenne des coûts de référence	Sélection des coûts de référence pour l'extrapolation	Projection par coefficient d'extrapolation et interpolation linéaire par niveau de tension	ROW (par ex. 15 %) + Diviser par 2 les lignes à deux circuits
		kUSD/km	kUSD/km	kUSD/km	kUSD/km	kUSD/km	kUSD/km	kUSD/km
400	400 2L 4C						482	241
400	400 1L 4C	275			276		281	281
400	400 2L 3C	414			416	416	416	208
400	400 1L 3C						247	247
330	330 2L 4C			495	497	497	497	249
330	330 2L 3C						429	215
330	330 2L 2C	264			266		353	177
330	330 1L 3C						254	254
330	330 1L 2C						214	214
225	225 2L 1C	185		169	178		246	123
225	225 2L 2C	400	270		330	330	330	165
225	225 1L 1C	256			263		151	151
225	225 1L 2C	277			270		195	195
161	161 2L 1C						224	112
161	161 1L 1C						138	138
150	150 2L 1C						220	110
150	150 1L 1C						136	136
132	132 2L 1C						214	107
132	132 1L 1C	131			132	132	132	132

Par exemple, extrapolé à l'aide du coefficient d'extrapolation de 400 2L 4C par rapport à 400 2L 3C

Par exemple, extrapolé au moyen du coefficient d'extrapolation de la ligne 150 2L 1C par rapport à la ligne 150 1L 1C

Par exemple, interpolé linéairement entre 132 1L 1C et 225 1L 1C

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.
----------	---

Révision	1.0
----------	-----

Code d'identification	PATTRE-A1
--------------------------	-----------



Étape 2 : Instructions détaillées pour la mise à jour de la liste des actifs régionaux éligibles

Cette Étape 2 vise à mettre à jour la liste de l'ensemble des données d'actifs ainsi que des attributs associés relatifs aux LIGNES DE TRANSPORT, TRANSFORMATEURS, COMPENSATEURS SÉRIE et TRANSFORMATEURS DE DÉPHASAGE (PST) dans le modèle CGM PSS®E le plus récent et mis à jour disponible.

NOTE : Ces quatre catégories sont ci-après dénommées « Actifs régionaux éligibles ».

Cette Étape 2 est réalisée au moyen d'une fonction dédiée du modèle, au sein d'un code Python qui combine la présente Étape 2 avec l'Étape 3 suivante.

Le code de ce module prend en entrée les éléments suivants :

- 1) Le format de la Base de données des actifs, correspondant à un fichier Excel vierge dans lequel la nouvelle Base de données des actifs mise à jour ainsi que les propriétés associées seront renseignées dans le format requis. Ce fichier contient également les formules préconfigurées permettant de calculer les indicateurs dérivés et intermédiaires nécessaires à la détermination du Revenu Requis total annuel de chaque actif.
- 2) Les fichiers Excel d'entrée PSS®E, chacun contenant la topologie du réseau pour chaque instantané de l'année considérée. Ces fichiers comprennent des informations relatives aux jeux de barres, aux charges, aux générateurs, aux transformateurs et aux disjoncteurs, ainsi qu'à leur répartition entre les zones des RCP.

Le code traite les fichiers Excel d'entrée PSS®E et crée une liste unique cohérente des Actifs régionaux éligibles, sans duplication, recensant l'ensemble des Actifs régionaux éligibles présents au cours d'une année donnée.

Les propriétés qu'il déduit ou calcule à partir de PSS®E sont les suivantes :

1. Nom du code de l'actif ;
2. Longueur [km] ;
3. Puissance réactive (condensateur série) [Mvar] ;
4. Capacité commercialisable (c'est-à-dire capacité Rate A) [MVA] ;
5. Niveau de tension [kV] au départ / à l'arrivée ;
6. Présence d'un enroulement tertiaire ;
7. Code de type de ligne, dérivé du nom de l'actif ;
8. Catégorie de l'actif (LIGNES DE TRANSPORT, TRANSFORMATEURS, COMPENSATEURS SÉRIE et PST) ;
9. Propriétaire(s) de l'actif et pourcentage(s) de détention ;
10. Date de mise en service, dérivée du nom de l'actif ;
11. Type de transformateur AIS (Air Insulated Switchgear) ou GIS (Gas Insulated Switchgear), dérivé du nom de l'actif⁸ ;
12. Si le condensateur série est fixe ou de type à compensation commandée variable (c'est-à-dire TCSC)⁹.

⁸ Si un transformateur est isolé au gaz, son nom dans PSS®E se termine par « _GIS ».

⁹ Si un condensateur série dispose d'une capacité contrôlée variable (c.-à-d. TCSC), son nom dans PSS®E se termine par « _SCVAR ».

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.
----------	---

Révision	1.0
----------	-----

Code d'identification	PATTRE-A1
--------------------------	-----------



NOTE : Afin d'assurer le stockage et la collecte appropriés des informations relatives aux points 7, 10, 11 et 12 mentionnés ci-dessus, il convient de s'assurer que la version de PSS@E utilisée pour la mise à jour du modèle est la version v34 ou une version ultérieure.

NOTE : Dans le cas où les informations relatives aux points 7, 10, 11 et 12 mentionnés ci-dessus ne seraient pas disponibles / fournies, la liste sera mise à jour en laissant les champs correspondants vides, ce qui se traduira par les hypothèses suivantes lors de la mise à jour des coûts totaux des actifs dans l'Étape 3 : *Instructions détaillées pour la mise à jour de la Base de données des actifs* :


- 1) Si le Code de type de ligne n'est pas spécifié, l'actif est traité comme une ligne à simple circuit et à conducteur simple (1L1C).
- 2) Si l'année de mise en service n'est pas spécifiée, l'actif est considéré comme étant déjà entièrement amorti.
- 3) Tous les transformateurs et les postes associés sont considérés comme étant de type AIS (air-insulated), sauf si l'information « _GIS » est disponible et renseignée dans PSS@E.
- 4) Tous les condensateurs série sont considérés comme étant fixes, sauf si l'information « _SCVAR » est disponible et renseignée dans PSS@E.

Le résultat de l'Étape 2 sera le suivant :

1. Une version intermédiaire de la Base de données des actifs, comprenant la liste mise à jour des Actifs régionaux éligibles ainsi que les informations techniques et tarifaires associées, à l'exception des informations relatives aux coûts, qui seront calculées dans l'Étape 3 suivante.

NOTE : Étant donné que l'Étape 2 est exécutée au sein du même code Python qui traite à la fois l'Étape 2 et l'Étape 3, le résultat de cette étape est un DataFrame. Ce DataFrame est ensuite transmis en entrée au module du même code qui exécute l'Étape 3 (voir section suivante : Étape 3 : *Instructions détaillées pour la mise à jour de la Base de données des actifs*).

of

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

Étape 3 : Instructions détaillées pour la mise à jour de la Base de données des actifs

Cette Étape 3 vise à finaliser la création de la base de données finale des actifs en calculant le Coût total par actif (USD) pour l'ensemble des Actifs régionaux éligibles mis à jour dans l'Étape 2 précédente, puis en calculant le Revenu annuel requis de chaque actif utilisé dans l'APM.

Cette Étape 3 est réalisée au moyen d'une fonction dédiée du modèle, au sein du même code Python qui combine la présente Étape 3 avec l'Étape 2 précédente.

Le code de ce module prend en entrée les éléments suivants :

- 1) Les mêmes fichiers Excel d'entrée PSS®E, chacun contenant la topologie du réseau pour chaque instantané de l'année considérée, qui ont également été utilisés en entrée pour le module exécutant les étapes de l'Étape 3.
- 2) La Base de données des coûts standards créée à l'Étape 1.
- 3) Le DataFrame en sortie de l'Étape 2, correspondant à la version intermédiaire de la Base de données des actifs, comprenant la liste mise à jour des Actifs régionaux éligibles ainsi que les informations techniques et tarifaires associées.

La procédure et les formules sont expliquées dans les sections suivantes.

Calcul du coût total par actif

Lignes de transport

Le coût total des **lignes de transport** est calculé en multipliant la longueur de la ligne par le coût standard correspondant au type de chaque ligne :

$$TotCost_{ligne} = Longueur[km]_{ligne} \cdot StdCost_{ligne}[kUSD/km]$$

Où :


- $Longueur[km]_{ligne}$, dérivée en tant que propriété à partir de PSS®E dans l'Étape 2 : *Instructions détaillées pour la mise à jour de la liste des Actifs régionaux éligibles* ;
- $StdCost_{ligne}[kUSD/km]$, dérivé de la Base de données des coûts standards en fonction du type de ligne et du niveau de tension correspondants.

Transformateurs, Transformateurs de déphasage (PST) et condensateurs série

Le calcul du coût total des Actifs régionaux éligibles dans un poste, à savoir les **Transformateurs, les Transformateurs de déphasage (PST) et les Condensateurs série**, consiste à calculer le coût de l'ensemble des éléments du poste complet accueillant ces équipements, puis à réaffecter ce coût à ces trois catégories d'Actifs régionaux éligibles. Cette procédure garantit que le coût des postes, y compris les installations, les travées et l'ensemble des composants, est intégralement alloué aux Actifs régionaux éligibles conformément au RTTM et au PATTRE.

Le processus se compose des étapes de traitement suivantes :

1. Étape 1 : Identification des postes et de leurs composants pertinents ;
2. Étape 2 : Calcul des coûts des postes (hors Actifs régionaux éligibles) ;
3. Étape 3 : Calcul du coût total des actifs éligibles.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

Étape 1 : Identification des postes et leurs composants pertinents

Dans un premier temps, les jeux de barres sont regroupés en fonction du poste auquel ils appartiennent, selon la logique suivante :

- les jeux de barres reliés par des transformateurs à deux enroulements (2W) ou à trois enroulements (3W) appartiennent au même poste ;
- les jeux de barres reliés par des disjoncteurs de ligne appartiennent au même poste ;
- les jeux de barres reliés par des lignes d'une longueur inférieure à 100 m (c'est-à-dire 0,1 km) appartiennent au même poste.

Une fois qu'un poste est attribué à chaque jeu de barres, il est possible de recenser et d'identifier, pour chaque poste :


- le nombre de travées de ligne à chaque niveau de tension : il correspond au nombre de lignes arrivant ou partant des jeux de barres du poste ;
- le nombre de transformateurs à deux enroulements (2W) et à trois enroulements (3W) : leurs jeux de barres côté haute tension et basse tension appartiennent au même poste ;
- le nombre de Transformateurs de déphasage (PST) : ils sont identifiés dans le modèle PSS@E comme des transformateurs 2W dont le mode de contrôle est défini sur « MW symmetrical PAR » ;
- le nombre de shunts : il correspond au nombre de shunts commutés ou fixes raccordés aux jeux de barres du poste ;
- le nombre de condensateurs série : ils sont identifiés comme les lignes arrivant à chaque jeu de barres respectant la condition suivante : *longueur = 0 et réactance < 0* ;
- si le poste est de type GIS complet ou hybride :
 - le premier cas correspond à une situation où tous les transformateurs appartenant au même poste sont isolés au gaz (GIS) (tel qu'identifié à l'Étape 2) ;
 - le second cas correspond à une situation où seule une partie des transformateurs appartenant au même poste est isolée au gaz (GIS) (telle qu'identifiée à l'Étape 2).

Étape 2 : Calcul des coûts des postes (hors Actifs régionaux éligibles)

Une fois la configuration de chaque poste connue, il est possible de calculer le coût des composants du poste (hors Actifs régionaux éligibles) ainsi que le coût de l'installation elle-même.

NOTE 1 : Les coûts des Actifs régionaux éligibles (transformateurs, condensateurs série et Transformateurs de déphasage (PST)) sont exclus de cette étape, car ils sont alloués directement aux actifs à l'Étape 3.

NOTE 2 : Seul le côté haute tension du poste est pris en compte, puis alloué par la suite aux Actifs régionaux éligibles. Cela signifie que le coût des composants raccordés à des niveaux de tension inférieurs à 132 kV n'est pas pris en considération. Seule une partie du coût de l'installation du poste, proportionnelle au nombre d'actifs haute tension, est prise en compte.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

NOTE 3 : Si un poste est identifié comme étant un poste GIS (voir Étape 1 ci-dessus), le coût de l'ensemble des composants du poste concerné est multiplié par le surcoût relatif au GIS, conformément à la Base de données des coûts standards. Si un poste est identifié comme étant un poste hybride (voir Étape 1 ci-dessus), seule la travée du transformateur concerné isolé au gaz est multipliée par le surcoût relatif au GIS, conformément à la Base de données des coûts standards.

Le coût des composants du poste (hors Actifs régionaux éligibles) est calculé en additionnant le coût total des shunts raccordés au poste, des travées de ligne (une pour chaque ligne, arrivant ou partant du poste) et des jeux de barres (un pour chaque niveau de tension du poste) :

$$\text{Coût des composants du poste} = \sum \text{Coût total des shunts} + \sum \text{CoûtStd}_{\text{travéedeligne}} + \sum \text{CoûtStd}_{\text{jeudebarres}}$$

Où:

- **Coût total des shunts:**
 - si la capacité absolue totale (Q) du shunt est > 10 MVar, elle est égale au coût du shunt [kUSD/unité] issu de la Base de données des coûts standards, augmenté du coût de la travée de shunt [kUSD/unité] issu de la Base de données des coûts standards.
 - si la capacité absolue totale (Q) du shunt est < 10 MVar, le coût est considéré comme négligeable et fixé à 0.


$$\text{Coût total des shunts } (Q > 10\text{MVar}) = \text{CoûtStd}_{\text{shunt}} \left[\frac{\text{kUSD}}{\text{unité}} \right] + \text{CoûtStd}_{\text{travéedeshunt}} [\text{kUSD/unité}]$$

- $\sum \text{CoûtStd}_{\text{jeudebarre}}$: Le nombre de jeux de barres est égal au nombre de sections haute tension (≥ 132 kV) du poste. Par exemple, si le poste comporte, dans le modèle PSS®E, 1 jeu de barres à 225 kV et 1 jeu de barres à 400 kV, le coût total des jeux de barres ($\sum \text{CoûtStd}_{\text{jeudebarres}}$ dans la formule) est égal à la somme du coût d'un jeu de barres double¹⁰ à 225 kV [kUSD/unité], issu de la Base de données des coûts standards, et du coût d'un jeu de barres double⁷ à 400 kV [kUSD/unité], issu de la Base de données des coûts standards. Si le nombre de travées, y compris les travées de ligne, les travées de shunt et les travées de transformateur raccordées à un niveau de tension, est supérieur à 10, le jeu de barres est considéré comme étant plus long, et son coût augmente conformément aux dispositions de la Base de données des coûts standards.

Le coût de l'installation du poste est extrait de la Base de données des coûts standards et n'est pris en compte que pour la part proportionnellement attribuable à l'accueil des actifs haute tension à $V \geq 132$ kV, comme suit :

$$\text{Coût de l'installation du poste} = \frac{\text{CoûtStd}_{\text{Installation}}}{\# \text{Transformateurs} + \# \text{PST} + \# \text{Condensateurs série}} \cdot (\# \text{Transformateurs} + \# \text{PST} + \# \text{Condensateurs série})_{V \geq 132\text{kV}}$$

¹⁰ Note : Étant donné que le schéma unifilaire (SLD) du PSS®E ne permet pas de distinguer les jeux de barres doubles des jeux de barres simples, l'hypothèse retenue, sur la base de l'expérience, est que tout jeu de barres haute tension est physiquement un jeu de barres double. Les coûts correspondants sont extraits de la base de données des coûts standards en conséquence.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

La part du coût du poste à allouer à chaque Actif régional éligible à l'étape suivante est finalement calculée comme la somme du coût de l'installation et des composants (hors Actifs régionaux éligibles), divisée par le nombre (#) d'Actifs régionaux éligibles haute tension appartenant au poste :

$$\text{Coût unitaire du poste} = \frac{\text{Coût de l'installation du poste} + \text{Coût des composants du poste}}{((\# \text{Transformateurs} + \# \text{PST} + \# \text{Condensateurs série})_{(V \geq 132 \text{ kV})}}$$

Étape 3 : Calcul du coût total des actifs éligibles

Le coût total des Actifs régionaux éligibles, à savoir les transformateurs, les Transformateurs de déphasage (PST) et les condensateurs série, est égal à la somme de leurs coûts spécifiques, tels qu'issus de la Base de données des coûts standards, et de la part correspondante du coût du poste auquel ils appartiennent.

- Pour les **transformateurs**, la formule est la suivante :

$$\begin{aligned} T\text{Coût total}_{\text{transformateur}} &= \\ &= \text{StdCost}_{tr} \left[\frac{kUSD}{MVA} \right] \cdot \text{Capacité}_{tr} [MVA] \\ &+ \text{Coût standard}_{\text{travée transformateur primaire}} \left[\frac{kUSD}{\text{unit}} \right] \\ &+ \text{Coût standard de la travée transformateur côté secondaire} \left[\frac{kUSD}{\text{unit}} \right] \\ &+ \text{Coût unitaire du poste} [kUSD] \end{aligned}$$


$$\begin{aligned} \text{CoûtTot}_{\text{transformateur}} &= \\ &= \text{CoûtStd}_{tr} \left[\frac{kUSD}{MVA} \right] \cdot \text{Capacité}_{tr} [MVA] + \text{CoûtStd}_{\text{trtravéePrimaire}} \left[\frac{kUSD}{\text{unit}} \right] \\ &+ \text{CoûtStd}_{\text{trtravéeSecondaire}} \left[\frac{kUSD}{\text{unit}} \right] + \text{Coût Unitaire du Poste} [kUSD] \end{aligned}$$

Où:

- le $\text{CoûtStd}_{tr} \left[\frac{kUSD}{MVA} \right]$ est extrait de la Base de données des coûts standards au niveau de tension le plus élevé du transformateur ;
 - pour les transformateurs 2W, le coût comprend la travée de transformateur du côté primaire et la travée de transformateur du côté secondaire, uniquement si le niveau de tension est supérieur ou égal à 132 kV ;
 - les transformateurs 3W comportent deux travées secondaires à prendre en compte si leur niveau de tension est supérieur ou égal à 132 kV.
- Pour les **Transformateurs de déphasage (PST)**, la formule est identique à celle des transformateurs 2W ci-dessus, en tenant compte du coût unitaire spécifique correspondant aux PST dans la Base de données des coûts standards [kUSD/MVA].

- Pour les **condensateurs série**, la formule est la suivante :

$$\text{CoûtTot}_{\text{cap}} = \text{CoûtStd}_{\text{cap}} \left[\frac{kUSD}{MVar} \right] \cdot \text{Capacité}_{\text{cap}} [MVar] + \text{Coût unitaire du poste} [kUSD]$$

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

Où:

- o The $CoûtStd_{cap} \left[\frac{kUSD}{MVA} \right]$ est extrait de la Base de données des coûts standards.


Finalisation de la Base de données des actifs

Une fois le coût total par actif calculé pour chaque Actif régional éligible de la base de données mise à jour, le code Python finalise la préparation du DataFrame final représentant la Base de données des actifs. Cette finalisation est réalisée en effectuant de simples calculs algébriques, faisant également intervenir certains paramètres de calcul issus de la Base de données des coûts standards, afin de déterminer les variables suivantes :

- Âge de l'actif ;
- Période d'amortissement de l'actif ;
- Amortissement total ;
- Valeur nette de l'actif ;
- Amortissement annuel ;
- Coût d'exploitation et de maintenance ;
- Rémunération autorisée sur la valeur nette de l'actif ;
- WACC (départ et arrivée) ;
- Revenu requis total annuel de chaque actif.

Le DataFrame est ensuite exporté sous forme de fichier Excel, représentant la Base de données des actifs mise à jour pour l'année N. Ce fichier est alors prêt à être utilisé comme donnée d'entrée dans le logiciel WAPP-APM à l'Étape C du PATTRE.

Handwritten signature

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

ANNEXE A : Approche suivie pour la mise à jour 2025

Étape 0 : Références

Les références suivantes ont été retenues pour la mise à jour 2025 :

- Projets de la Banque mondiale ;
- Projets de la Banque africaine de développement ;
- Plan de développement 2023 de Terna ;
- Données et références du Consultant (informations confidentielles).

Étape 1 : Collecte des coûts de référence & Étape 2 : Actualisation des coûts

Le rapport Excel, annexé à l'ANNEXE B : Fichier Excel d'appui pour la Base de données des coûts des actifs 2025, comprend :

1. Une liste de contrats attribués sélectionnés par la Banque mondiale et la Banque africaine de développement pour la construction de lignes de transport en Afrique subsaharienne, utilisée comme référence de coût pour la mise à jour de la Base de données des coûts standards 2025.
2. Une liste de contrats attribués sélectionnés par la Banque mondiale et la Banque africaine de développement pour la construction de postes en Afrique subsaharienne, utilisée comme référence de coût pour la mise à jour de la Base de données des coûts standards 2025.
3. Une liste des équipements de poste, ventilés par niveau de tension, pour lesquels des coûts de référence ont été identifiés sur la base des références sélectionnées, utilisée comme référence de coût pour la mise à jour de la Base de données des coûts standards 2025.

En outre, le rapport Excel comprend les mêmes listes avec les valeurs de coûts actualisées à 2025.

Étape 3 : Logique d'extrapolation des coûts

Dans la mesure où l'ensemble des combinaisons possibles de types de lignes de transport, d'équipements de poste et de niveaux de tension présents dans le système du WAPP ne disposent pas nécessairement de références correspondantes issues des projets attribués et/ou des coûts de référence identifiés à l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence, l'OSM procède à une extrapolation des coûts pour les actifs ne disposant pas de telles références dans l'Étape 1 : Collecte des coûts de référence.

Pour la mise à jour 2025, le tableau des coefficients d'extrapolation a été introduit sur la base des sources d'information du Consultant : le type de ligne de référence (mis en évidence en vert dans le tableau), avec son coût unitaire et sa décomposition associée, est issu de projets antérieurs du Consultant, tandis que, pour les autres types, la décomposition est déterminée à partir de l'expérience du Consultant.

Composant	132kV - 161 kV				225 kV				330 kV – 400kV							
	2L1C	2L2C	1L1C	1L2C	2L1C	2L2C	1L1C	1L2C	2L2C	1L1C	1L2C	1L3C	1L4C	2L3C	2L4C	
<i>Pylônes</i>	0.40	0.44	0.3	0.3	0.38	0.42	0.25	0.28	0.36	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	
<i>Conducteurs</i>	0.29	0.58	0.1	0.3	0.29	0.58	0.15	0.29	0.34	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.7	

Document Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité-
Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de
données des coûts des actifs.

Révision 1.0

Code PATTRE-A1
d'identification



Composant	132kV - 161 kV				225 kV				330 kV - 400kV							
	2L1C	2L2C	1L1C	1L2C	2L1C	2L2C	1L1C	1L2C	2L2C	1L1C	1L2C	1L3C	1L4C	2L3C	2L4C	
Câble de garde	0.01	0.01	0.0	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Accessoires	0.01	0.01	0.0	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Isolateurs + accessoires de fixation	0.07	0.07	0.0	0.0	0.09	0.09	0.05	0.05	0.09	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	
Pièces de rechange	0.01	0.01	0.0	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Études	0.01	0.01	0.0	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Fondations	0.10	0.11	0.1	0.1	0.10	0.11	0.07	0.07	0.09	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Montage + déroulage	0.10	0.10	0.1	0.1	0.10	0.10	0.07	0.07	0.08	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
TOT	1.00	1.34	0.62	0.80	1.00	1.34	0.61	0.79	1.00	0.49	0.61	0.72	0.82	1.22	1.41	


Étape 4 : Création de la Base de données des coûts standards

- Pour la Base de données des coûts standards relative aux lignes de transport, le calcul réalisé pour la mise à jour 2025 a conduit au résultat suivant :

LIGNE DE TRANSPORT		
NIVEAU DE TENSION [kV]	CODE DE LIGNE	COÛT UNITAIRE [kUSD/km]
400	400 2L 4C	276
400	400 1L 4C	321
400	400 2L 3C	238
400	400 1L 3C	282
330	330 2L 4C	284
330	330 2L 3C	245
330	330 2L 2C	202
330	330 1L 3C	291
330	330 1L 2C	244
330	330 2L 1C	160
330	330 1L 1C	199
225	225 2L 1C	144
225	225 2L 2C	193
225	225 1L 1C	177
225	225 1L 2C	228
161	161 2L 2C	173
161	161 1L 2C	205
161	161 2L 1C	129
161	161 1L 1C	159
150	150 2L 1C	126
150	150 1L 1C	156
132	132 2L 1C	122
132	132 1L 2C	195
132	132 1L 1C	151

Valeur du ROW fixée à 15 %.




Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

- Pour la Base de données des coûts standards relative aux postes, la comparaison entre le calcul bottom-up du coût total des postes et le coût de construction financé du poste dans son ensemble a conduit à des écarts inférieurs à 10 %, ce qui signifie que les coûts unitaires collectés à l'*Étape 1 : Collecte des coûts de référence* sont suffisamment précis et peuvent être utilisés pour mettre à jour l'onglet « SCD Substation Elements » de la Base de données des coûts standards.

Les calculs relatifs aux lignes de transport et aux postes figurent à l'ANNEXE B : Fichier Excel d'appui pour la Base de données des coûts des actifs 2025.

La Base de données finale des coûts standards pour 2025 est jointe en ANNEXE C : Base de données des coûts standards 2025.


Ⓢ

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

ANNEXE B : Fichier Excel d'appui pour la Base de données des coûts des actifs 2025.

- "Revue des coûts des actifs_2025_PPI.xlsx"




Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 1 : Instructions pour la mise à jour de la base de données des coûts des actifs.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A1	

ANNEXE C : Base de données des coûts standards 2025

- "WAPP - SMO_Base de données des coûts standards 2025.xlsx"

Ⓢ

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A2	


PATTRE – Annexe 2

Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP

Le présent ensemble d'instructions complète les activités mentionnées à l'« Étape C – Allocation de l'utilisation du Système régional de transport et des pertes » de la PATTRE. Il fournit des instructions détaillées pour l'exécution de l'application logicielle permettant de calculer l'allocation de l'utilisation du Système régional de transport et des pertes, ci-après dénommée « l'outil WAPP-APM ».

L'outil WAPP-APM est une application logicielle informatique développée en Python, composée des éléments suivants :

1. **Fichier exécutable** : WAPP_APM.exe, qui constitue le logiciel principal et comprend deux modules :
 - i. **Module 1 – Script de prétraitement** : ce module met en forme les résultats issus de PSS®E ainsi que la base de données des actifs obtenus aux Étapes A et B de la PATTRE, dans un format approprié pour l'outil WAPP-APM.
 - ii. **Module 2 – Script d'allocation APM** : ce module applique la méthode APM au format de données du modèle WAPP-APM obtenu avec le Module 1.
2. **Dossiers d'entrée et de sortie** : il existe six (6) dossiers dans lesquels l'utilisateur peut trouver et/ou déposer les données d'entrée requises, et dans lesquels le logiciel enregistrera les résultats en sortie :
 - i. Dossier « *APM ready input* » : ce dossier est l'emplacement dans lequel le logiciel génère et exporte, à partir du Module 1, le fichier d'entrée prêt à l'emploi au format Excel. Ce fichier contient la topologie du réseau ainsi que les résultats de calcul de charge, déjà convertis dans un format exploitable par l'APM. En outre, ce dossier comprend un sous-dossier intitulé « APM Control Inputs », contenant le fichier Excel d'entrée prêt à l'emploi regroupant les informations de contrôle et les paramètres souhaités pour l'exécution de l'APM. Dans le package fourni, les fichiers d'entrée nécessaires aux simulations potentielles de l'année 2025 sont déjà inclus.
 - ii. Dossier « *Asset Database file* » : ce dossier contient le fichier Excel de la base de données des actifs du WAPP, généré à l'Étape B de la PATTRE. Des instructions détaillées relatives à ce processus sont fournies dans l'ANNEXE 2 – Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP de la PATTRE.
 - iii. Dossier « *PSS-E Network files* » : ce dossier contient les fichiers Excel d'entrée PSS®E correspondants à chaque instantané sélectionné. Ces fichiers comprennent des informations détaillées relatives aux jeux de barres, charges, groupes de production, transformateurs et disjoncteurs, ainsi qu'à leur répartition au sein des zones des Parties pour la compensation régionale (RCP).

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATRE-A2	

- iv. Dossier « *PSS-E Loadflow files* » : ce dossier contient les fichiers Excel des résultats de calcul de charge PSS®E correspondant à chaque instantané sélectionné. Ces fichiers présentent en détail les flux de puissance à partir de chaque jeu de barres vers les différents éléments du réseau.
- v. Dossier « *General Examples* » : ce dossier contient des exemples de fichiers d'entrée APM prêts à l'emploi correspondant à des topologies de réseau qui ne sont pas liées au WAPP.

APM ready input	2/17/2025 4:13 PM	File folder	
Asset Database file	2/17/2025 4:13 PM	File folder	
General Examples	2/17/2025 4:13 PM	File folder	
PSS-E Loadflow files	2/17/2025 4:13 PM	File folder	
PSS-E Network files	2/17/2025 4:13 PM	File folder	
InfraFair control inputs [General Templat..	12/20/2024 10:44 AM	Microsoft Excel W...	24 KB
WAPP_APM.exe	12/24/2024 1:03 AM	Application	141,377 KB

Afin d'allouer l'utilisation du Système régional de transport et de prendre en compte les pertes sur le réseau du WAPP, l'utilisateur doit exécuter les deux modules. Cette opération peut être réalisée soit en deux (2) étapes distinctes, soit en une seule exécution combinée. Les sections suivantes fournissent des instructions détaillées pour la mise en œuvre de chacun des modules de l'outil WAPP-APM.

```
Please enter the number of the configuration you would like to use:
1- Preprocessing + APM
2- APM only
3- Preprocessing only
```

Étape 1 : Mise en œuvre du Module 1 – Script de prétraitement

Pour commencer la mise en œuvre du Module 1 – Script de prétraitement, l'utilisateur doit lancer l'outil WAPP-APM en double-cliquant sur le fichier WAPP_APM.exe. À l'invite avec la question relative à quel module exécuter:

1. Tapez 3 pour lancer uniquement le Module 1 ;
2. Tapez 1 pour lancer successivement le Module 1 et le Module 2.


Données d'entrée

Lors du lancement du Module 1, l'interface utilisateur invite l'utilisateur à glisser-déposer les fichiers et/ou dossiers Excel d'entrée requis dans l'exécutable.

```
Please add the folder that contains the PSS-E Network Data files:
Please add the folder that contains the PSS-E Loadflow Data files:
Please add the folder that contains the Asset Database files:
```

Le code de ce Module 1 requiert les données d'entrée suivantes :

1. Les fichiers Excel de calcul de charge PSS®E : ces fichiers (par exemple, « WAPP CGM Loadflow_S1.xlsx », fournis dans le package logiciel) contiennent les flux de puissance

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATRE-A2	

depuis chaque jeu de barres vers les différents éléments du réseau pour chaque instantané sélectionné.

2. Les fichiers Excel du réseau PSS®E : ces fichiers (par exemple, « WAPP CGM Network Data_S1.xlsx », fourni dans le package logiciel) contiennent toutes les informations de topologie nécessaires pour chaque instantané sélectionné, y compris les détails relatifs aux jeux de barres, aux charges, aux unités de production, aux transformateurs et aux disjoncteurs, ainsi que leur répartition entre les zones des Parties pour la compensation régionale (RCP).

ATTENTION : lors de la fourniture de ces données d'entrée, l'utilisateur doit prendre en considération les aspects suivants :

- Veiller à assurer la compatibilité avec la version 35 de PSS®E, en raison de la dépendance du module au format ainsi qu'aux intitulés des onglets et des colonnes.

NOTE : Le format standard compatible du fichier réseau est inclus dans le package original de l'outil WAPP-APM sous l'intitulé « WAPP CGM Network Data_S1.xlsx ».

- Fournir un fichier Excel de calcul de charge PSS®E et un fichier Excel du réseau PSS®E pour chaque instantané sur lequel l'utilisateur souhaite appliquer l'APM.
- L'outil affichera les fichiers correspondant aux données réseau PSS®E, numérotés de 1 jusqu'au nombre total d'instantanés fournis.
- L'utilisateur sera invité à associer chaque fichier de calcul de charge à un instantané en saisissant le numéro d'instantané correspondant.

```
Please specify which of the following network configuration files correspond to the load flow file: WAPP CGM Loadflow_S1.xlsx
['1- WAPP CGM Network Data_S1.xlsx', '2- WAPP CGM Network Data_S2.xlsx']
File number:
```

- L'outil demandera ensuite à l'utilisateur de préciser le nombre d'heures représenté par chaque instantané, ou de saisir 0 si tous les instantanés ont le même poids.


```
Please specify which of the following network configuration files correspond to the load flow file: WAPP CGM Loadflow_S1.xlsx
['1- WAPP CGM Network Data_S1.xlsx', '2- WAPP CGM Network Data_S2.xlsx']
File number:
```

```
1
Please specify the number of hours this snapshot represents. The number of hours should be an integer number with no decimal part. Please enter 0 if you want all the snapshot to have the same weight :
```

3. Le fichier Excel des coûts représentant la base de données des actifs, élaborée à l'Étape B – Mise à jour de la base de données des actifs (se référer à l'exemple « WAPP Asset Database_2025.xlsx » fourni dans le package logiciel), contenant l'ensemble des actifs, leur appartenance aux RCP ainsi que leur Revenu requis annuel total à allouer.

ATTENTION : lors de la fourniture de la base de données des actifs, l'utilisateur doit veiller aux aspects suivants :

- S'assurer que les données d'entrée respectent le même format que le fichier Excel « WAPP Asset Database_2025.xlsx » fourni dans le package logiciel, compte tenu de la dépendance du module à l'égard de ce format.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATRE-A2	

Traitement

Une fois que l'utilisateur a glissé-déposé dans l'exécutable les fichiers Excel d'entrée requis, il lui est demandé de renseigner le facteur de puissance à utiliser pour convertir la capacité nominale exprimée en VAR en MW.

Si une telle conversion n'est pas nécessaire, l'utilisateur doit saisir la valeur 1.

Le code extrait toutes les informations pertinentes de ces trois fichiers Excel et les met en forme afin de les rendre compatibles avec le Module 2 – Script d'allocation APM. Le modèle APM requiert l'intégration de tous les actifs assurant l'acheminement de la puissance entre les différents jeux de barres du réseau. Il s'agit notamment des lignes de transport, des transformateurs (à deux enroulements et à trois enroulements), des disjoncteurs, des condensateurs série et des transformateurs de déphasage (PST). Chacun de ces actifs est représenté par les jeux de barres qu'il relie, le flux et les pertes qui lui sont associés (c'est-à-dire à l'instar d'une ligne de transport), et se voit attribuer un code unique permettant de le distinguer dans le modèle. [Lignes de transport : 1 ; Transformateurs à deux enroulements : 2 ; Transformateurs à trois enroulements : 3 ; Disjoncteurs : 4 ; Condensateurs série : 5 ; PST : 6].

Les transformateurs à trois enroulements sont représentés au moyen d'un nœud virtuel reliant chacun des trois jeux de barres d'enroulement, c'est-à-dire sous la forme de trois lignes distinctes avec leurs flux et pertes respectifs. Ce nœud virtuel se voit attribuer une valeur unique, distincte de celles des autres jeux de barres physiques. La correspondance entre les transformateurs et leur nœud virtuel est indiquée dans un onglet distinct figurant dans le fichier de sortie du Module 1.

Résultats


Le code du Module 1 – Script de prétraitement génère deux ensembles de fichiers de sortie. Si l'utilisateur a initialement choisi de lancer successivement le Module 1 puis le Module 2, les résultats issus du Module 1 sont enregistrés dans le dossier de sortie et utilisés automatiquement par l'outil dans le cadre du Module 2.

Les deux ensembles de fichiers de sortie sont les suivants :

- 1) Il s'agit d'un fichier Excel unique contenant la topologie du réseau ainsi que les résultats de calcul de charge de l'ensemble des instantanés, déjà consolidés et convertis en un seul fichier Excel dans un format exploitable par l'APM. Ce fichier, intitulé « WAPP_APM_ready_input_file.xlsx », constitue le fichier que l'utilisateur entend utiliser, dans le Module 2, pour simuler l'allocation des coûts au titre d'une année cible Y.

Le fichier est composé de plusieurs onglets, à savoir :


1. L'onglet « Flows » contient la liste de l'ensemble des actifs identifiés, désignés par la concaténation des numéros des jeux de barres qu'ils relient, séparés par un tiret (« - ») ([numéro du jeu de barres A]-[numéro du jeu de barres B], par exemple : 12029-19005), ainsi que, pour chaque actif et pour chaque instantané/scénario, les informations suivantes :
 - a. Le flux sur l'actif, exprimé en MW/MVA ;

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité— Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATRE-A2	


- b. Les pertes sur l'actif, exprimées en MW/MVA.
2. L'onglet « Asset attribute » contient la liste de l'ensemble des actifs identifiés, de manière analogue à celle figurant dans l'onglet « Flows », et présente, pour chaque actif, les attributs suivants, renseignés par colonne :
 - a. La capacité, exprimée en MW/MVA ;
 - b. La longueur, exprimée en km ;
 - c. Le type (à savoir le code susmentionné correspondant au type d'actif) ;
 - d. La tension, exprimée en kV ;
 - e. Le statut « Exist/Planned » : « Exist » si l'actif existe, ou « Planned » s'il est planifié ;
 - f. Le coût, exprimé en kUS\$;
 - g. « Regional Assets » : si l'actif est régional, la valeur indiquée est 1 ; dans le cas contraire, 0 ;
 - h. « TSO Owner 1 » : le nom du premier GRT propriétaire ;
 - i. « TSO 1 Ownership » : le pourcentage de détention correspondant ;
 - j. « TSO Owner 2 » : le nom du second GRT propriétaire, le cas échéant ;
 - k. « TSO 2 Ownership » : le pourcentage de détention du second GRT propriétaire, le cas échéant.
 3. L'onglet « Network » contient la liste de l'ensemble des jeux de barres du réseau, ainsi que les informations suivantes :
 - a. La production, exprimée en MW, pour chaque instantané/scénario ;
 - b. La demande, exprimée en MW, pour chaque instantané/scénario ;
 - c. « Country » : le nom du pays auquel appartient le jeu de barres ;
 - d. « Zone 1 » : le nom de la zone à laquelle appartient le jeu de barres ;
 - e. « TSO 1 » : le nom du GRT auquel appartient le jeu de barres ;
 - f. « Zone 2 » : le nom de la seconde zone à laquelle appartient le jeu de barres, le cas échéant ;
 - g. « TSO 2 » : le nom du second GRT auquel appartient le jeu de barres, le cas échéant.¹
 4. L'onglet « 3WT mapping » contient l'ensemble des transformateurs à trois enroulements ainsi que les nœuds virtuels qui leur sont associés. Chaque transformateur est modélisé par deux ou trois lignes, selon le nombre d'enroulements effectivement utilisés dans la simulation. Chaque ligne relie le nœud virtuel à l'un des enroulements.
- 2) En complément du fichier Excel contenant les quatre onglets, le code génère un autre fichier regroupant les variables d'entrée nécessaires à l'allocation des coûts dans le Module 2 (intitulé « WAPP-APM Control Inputs.xlsx »). Ces variables sont décrites comme suit : ²
1. Agrégation nodale : permet de déterminer la variante de l'APM à appliquer ; 1 pour agréger la demande et la production au même nœud, 0 pour les traiter séparément.
 2. Responsabilité des coûts de la demande (%) : indique le pourcentage de responsabilité de la demande dans les coûts des actifs.

¹ Note : les informations « Zone 2 » et « TSO 2 » de l'onglet « Network » ne doivent s'appliquer qu'au nœud virtuel des transformateurs à trois enroulements, dans la mesure où celui-ci représente trois jeux de barres, dont deux peuvent appartenir à des zones ou à des GRT différents. Il convient également de noter que le fichier ainsi que le code utilisent l'abréviation « SO » pour désigner « TSO »

² Pour de plus amples détails, se référer à l'article scientifique suivant :
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352711025000366>

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATRE-A2	

3. Responsabilité des coûts de la production (%) : indique le pourcentage de responsabilité des producteurs dans les coûts des actifs.
4. Seuil de tension (kV) : indique le seuil de tension des actifs de transport à prendre en considération.
5. Nombre d'instantanés : indique le nombre de scénarios à considérer conjointement pour représenter l'utilisation annuelle.
6. Pondération des instantanés : indique le nombre d'heures représenté par chaque scénario ; le total doit être égal à 8 760 heures (une année).
7. Option d'allocation des coûts : 1 pour affecter la totalité du coût des actifs, 2 pour n'affecter que le coût de la capacité utilisée, 3 pour affecter la totalité du coût si la ligne est ancienne et uniquement le coût de la capacité utilisée si la ligne est nouvelle, 4 pour affecter les coûts sur la base d'un seuil d'utilisation, si l'utilisation est supérieure au seuil, la totalité du coût est affectée, dans le cas contraire, seul le coût de la capacité utilisée est affecté.
8. Seuil d'utilisation (%) : indique le pourcentage servant à déterminer si le coût sera affecté en totalité ou partiellement. Ce paramètre n'est utilisé que si l'option « Allocation des coûts » est définie sur 4.
9. Coût de la capacité non utilisée : permet de déterminer le traitement du coût résiduel lorsqu'il n'est pas intégralement affecté, 0 pour ne rien faire, 1 pour le mutualiser entre les agents utilisant l'actif, 2 pour le mutualiser entre l'ensemble des agents.
10. Responsabilité de la demande dans les coûts mutualisés (%) : indique le pourcentage de responsabilité de la demande dans les coûts mutualisés des actifs.
11. Responsabilité de la production dans les coûts mutualisés (%) : indique le pourcentage de responsabilité de la production dans les coûts mutualisés des actifs.
12. Types d'actifs : indique la correspondance entre chaque type d'actif et son code.
13. Résultats par instantané : 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, les résultats distincts pour chaque instantané.
14. Résultats par agent : 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, les résultats par agent.
15. Résultats par pays : 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, les résultats par pays.
16. Résultats par SO : 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, les résultats par SO.
17. Résultats intermédiaires : 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, les résultats intermédiaires en termes de contribution en flux-km et de pourcentage d'utilisation.
18. Résultats agrégés : 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, les résultats agrégés par groupe d'actifs, par actifs de pays et par actifs de SO.
19. Résultats d'allocation des pertes : 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, l'allocation des pertes de transport par agent et par actif.
20. Responsabilité de la demande dans les pertes (%) : indique le pourcentage de responsabilité de la demande dans les pertes des actifs.
21. Responsabilité de la production dans les pertes (%) : indique le pourcentage de responsabilité des producteurs dans les pertes des actifs.
22. Prix des pertes (\$/MWh) : indique le prix de l'énergie perdue. L'unité d'énergie doit être identique à celle utilisée pour les flux.
23. Pertes régionales : 1 pour allouer uniquement les pertes des actifs régionaux ; 0 pour allouer les pertes de l'ensemble des actifs.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATRE-A2	

24. Coût des actifs régionaux : 1 pour allouer uniquement le coût des actifs régionaux ;
0 pour allouer le coût de l'ensemble des actifs.

Le code attribue des valeurs par défaut à ces variables, lesquelles peuvent être modifiées manuellement par l'utilisateur avant l'exécution autonome du modèle APM dans le Module 2, par exemple afin de modifier les variantes de la méthode.

Étape 2 : Mise en œuvre du Module 2 – Script d'allocation APM

Pour mettre en œuvre le Module 2 – Script d'allocation APM, l'utilisateur peut :

1. Opter pour une exécution autonome en lançant WAPP_APM.exe et en appuyant sur 2 lorsque l'invite demandant de choisir le module à exécuter apparaît ;
2. Opter pour une exécution automatique en cascade en appuyant sur 1, afin de lancer automatiquement le Module 2 à l'issue du Module 1 – Script de prétraitement.

Données d'entrée

La présente section fournit les instructions relatives à la mise en œuvre de la méthode d'exécution autonome, dans la mesure où l'exécution automatique en cascade à l'issue du Module 1 ne soumet à l'utilisateur que deux questions supplémentaires relatives, d'une part, à la désagrégation des résultats par instantané et, d'autre part, au prix des pertes.

Lors du lancement du Module 2, l'interface utilisateur invite l'utilisateur à choisir entre l'utilisation de la configuration WAPP (issue du Module 1) ou de la configuration standard, puis à glisser-déposer dans l'exécutable les fichiers Excel d'entrée requis.

```


If you want to start the APM method with Wapp configuration press 1, if you want to use the standard configuration press 2.
Please input the APM-ready input case file containing the network data and load flow results:
Please input APM Control Inputs file:

```


Le code de ce Module 2 requiert les données d'entrée suivantes :

- 1) Le premier ensemble comprend les fichiers Excel contenant la topologie du réseau ainsi que les résultats de calcul de charge, déjà convertis depuis le Module 1 dans un format exploitable par l'APM. Chaque fichier (intitulé « WAPP_APM_ready_input_file.xlsx ») correspond à un instantané que l'utilisateur entend simuler dans le Module 2 aux fins de l'allocation des coûts.
- 2) Le second élément d'entrée est le fichier Excel (intitulé « WAPP-APM Control Inputs.xlsx »), qui contient les informations relatives aux variables d'entrée nécessaires à l'allocation des coûts. Il convient de noter que le fichier des paramètres de contrôle est généré automatiquement par le Module 1 avec les valeurs indiquées ci-après. Si une autre configuration d'application de l'APM doit être exécutée, ces valeurs devront être modifiées conformément à la description fournie dans le fichier.

Tableau 1 : Valeurs par défaut des variables d'entrée de l'APM.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A2	

Données d'entrée	Valeurs	Justification
Agrégation nodale	0	Afin de traiter séparément, sans discrimination, la demande et la production au niveau d'un même nœud.
Responsabilité des coûts de la demande (%)	90	Clé de répartition convenue entre le WAPP et l'ARREC et fixée par l'ARREC dans la RTTM.
Responsabilité des coûts de la production (%)	10	Clé de répartition convenue entre le WAPP et l'ARREC et fixée par l'ARREC dans la RTTM.
Seuil de tension (kV)	132	Seuil de tension défini par le WAPP et l'ARREC pour les actifs du réseau régional.
Nombre d'instantanés	#	En mode d'exécution en cascade, ce paramètre est automatiquement transmis au Module 2 sur la base des fichiers d'entrée PSS [®] E prétraités par le Module 1 et renseigné dans le fichier « WAPP-APM Control Inputs.xlsx » à titre informatif pour l'utilisateur. En mode d'exécution autonome, le Module 2 calcule automatiquement le nombre d'instantanés à partir du fichier « WAPP_APM_ready_input_file.xlsx ».
Pondération des instantanés	#	Nombre d'heures représenté par chaque instantané ; le total doit être égal à 8 760 heures (une année).
Option d'allocation des coûts	2	Afin de n'allouer que le coût de la capacité utilisée des actifs dans le cadre du mécanisme de compensation inter-GRT/GO, cette approche étant jugée plus équitable et cohérente avec une allocation fondée sur l'usage.
Seuil d'utilisation (%)	0	Si le rapport entre la capacité utilisée de l'actif et sa capacité nominale est supérieur ou égal à ce pourcentage, le coût de l'actif est intégralement alloué ; dans le cas contraire, seul le coût de la capacité utilisée est alloué. Ce paramètre n'est utilisé que si l'« Option d'allocation des coûts » est définie sur 4.
Coût de la capacité non utilisée	0	Le coût de la capacité non utilisée n'est pas alloué dans le cadre du mécanisme de compensation inter-GRT/GO et est recouvré via les tarifs nationaux.
Responsabilité de la demande dans les coûts mutualisés (%)	100	Pourcentage de responsabilité de la demande dans les coûts mutualisés des actifs. Ce paramètre n'est utilisé que lorsque l'« Option d'allocation des coûts » n'est pas définie sur 1 et que le « Coût de la capacité non utilisée » n'est pas égal à 0.
Responsabilité de la production dans les coûts mutualisés (%)	0	Pourcentage de responsabilité de la production dans les coûts mutualisés des actifs. Ce paramètre n'est utilisé que lorsque l'« Option d'allocation des coûts » n'est pas définie sur 1 et que le « Coût de la capacité non utilisée » n'est pas égal à 0.
Types d'actifs	Types d'actifs disponibles	Correspondance entre les types d'actifs et leur code.
Résultats par instantané	0	Activation ou désactivation de l'affichage des résultats distincts pour chaque instantané.
Résultats par agent	0	Activation ou désactivation de l'affichage des résultats distincts pour chaque agent.
Résultats par pays	0	Activation ou désactivation de l'affichage des résultats distincts pour chaque pays.
Résultats par SO	1	Activation ou désactivation de l'affichage des résultats distincts pour chaque RCP.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A2	

Données d'entrée	Valeurs	Justification
Résultats intermédiaires	0	Activation ou désactivation de l'affichage des résultats intermédiaires en termes de contribution en flux-km et de pourcentage d'utilisation.
Résultats agrégés	1	Activation ou désactivation de l'affichage des résultats agrégés par groupe d'actifs, par actifs nationaux et par actifs des RCP.
Résultats d'allocation des pertes	1	Activation ou désactivation de l'allocation des pertes de transport par agent et par actif.
Responsabilité de la demande dans les pertes (%)	90	Clé de répartition convenue entre le WAPP et l'ARREC et fixée par l'ARREC dans la RTTM.
Responsabilité de la production dans les pertes (%)	10	Clé de répartition convenue entre le WAPP et l'ARREC et fixée par l'ARREC dans la RTTM.
Prix des pertes (\$/MWh)	120	Prix de l'énergie perdue fixé par l'ARREC.
Pertes régionales	1	Allocation des pertes uniquement sur les actifs régionaux, en cohérence avec l'allocation des coûts d'utilisation des actifs.
Coût des actifs régionaux	1	Allocation des coûts uniquement sur les actifs régionaux, les coûts des actifs nationaux devant être couverts par les tarifs nationaux.

- 3) Un certain nombre de paramètres de contrôle sont directement intégrés dans le code source du Module 2, dans la mesure où ils ne sont pas censés être modifiés par les utilisateurs. Ces paramètres sont les suivants :

Tableau 2 : Valeurs par défaut des variables d'entrée de l'APM

Données d'entrée	Valeurs	Justification
Nombre d'instantanés	Calculé sur la base du nombre de colonnes de flux dans le fichier « WAPP_APM_ready_input_file »	Nombre d'instantanés horaires à considérer conjointement pour représenter l'utilisation annuelle
Types d'actifs	Ligne de transport : 1 Transformateur à deux enroulements : 2 Transformateur à trois enroulements : 3 Disjoncteur : 4 Condensateur série : 5 PST : 6	Correspondance entre le type d'actif et son code
Résultats par pays	0	Sélectionner 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, les résultats par pays
Résultats par SO	1	Sélectionner 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, les résultats par RCP
Résultats d'allocation des pertes	1	Sélectionner 1 ou 0 pour activer ou désactiver, respectivement, l'allocation des pertes de transport par agent et par actif

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE-A2



Traitement

Après que l'utilisateur a glissé-déposé dans l'exécutable les fichiers Excel d'entrée requis, le Module 2 – Script d'allocation APM lui soumet deux questions supplémentaires relatives à la désagrégation des résultats par instantané ainsi qu'au prix des pertes. Après cela, le script lance l'application de la méthode APM au moyen du code ³embarqué de manipulation matricielle :

```

Starting the APM method
Based on the InfraFair tool developed by:
Instituto de Investigación Tecnológica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería - ICAI
UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
C. de Sta. Cruz de Marcenado, 26
28015 Madrid, Spain

The separation of Snapshots Results is disabled, to enable it press 1 otherwise press 0 (Default 0):

The price of Network losses is set to be "120" ($/MWh), if you want to change it, please add the new value otherwise press Enter:

*****[RUNNING]*****

```

La manipulation matricielle est exécutée automatiquement selon l'ordre suivant :

1. Détermination de la contribution des flux entrants aux flux sortants, conformément à la règle de participation moyenne exposée ci-dessus. La fraction du flux entrant considérée comme contribuant au flux sortant est calculée comme le rapport entre l'ampleur de ce dernier et la quantité totale de puissance transitant par un nœud donné. Cette étape est représentée par l'équation suivante :

$$C(\phi_{i,x}, \phi_{o,y}) = \phi_{i,x} \frac{\phi_{o,y}}{\sum_{j=1}^n \phi_{o,j}} \quad \begin{array}{l} \phi_{i,x} = \text{le flux entrant } n^{\circ} x \\ \phi_{o,y} = \text{le flux sortant } n^{\circ} y \end{array}$$

2. À partir de l'équation précédente, le flux dans toute ligne, ϕ , peut être exprimé comme une fonction linéaire de la production localisée au jeu de barres d'envoi de ladite ligne ainsi que des flux entrants vers ce jeu de barres. Cette relation s'exprime au moyen de l'équation matricielle suivante :

$$\bar{\phi} = P^{out} \cdot \bar{\phi} + PG \cdot \bar{G}$$

P^{out} = matrice des contributions unitaires des flux entrants aux flux sortants pour chaque jeu de barres


PG = matrice des contributions unitaires des injections de puissance aux flux sortants pour chaque jeu de barres

\bar{G} = vecteur des puissances injectées à chaque jeu de barres

3. L'équation précédente peut être réarrangée comme suit :

$$\bar{\phi} = inv(I - P^{out}) \cdot PG \cdot \bar{G} \Rightarrow \bar{\phi} = A^G \cdot \bar{G}$$

³ Basé sur l'outil InfraFair développé par l'Instituto de Investigación Tecnológica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería – ICAI, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS, C. de Sta. Cruz de Marcenado, 26 – 28015 Madrid, Espagne. Dépôt : <https://github.com/IIT-EnergySystemModels/InfraFair>. Licence : sous licence open source AGPL-3.0. Source : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352711025000366>

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A2	

A^G = matrice des contributions unitaires de la puissance injectée à chaque jeu de barres à l'ensemble des flux sur les lignes

4. Une formulation analogue peut être établie pour les contributions des consommations nodales de puissance aux flux sur les lignes :

$$\bar{\phi} = inv(I - P^{in}) \cdot PD \cdot \bar{D} \Rightarrow \bar{\phi} = A^D \cdot \bar{D}$$

Où:

P^{in} = matrice des contributions unitaires des flux sortants aux flux entrants pour chaque jeu de barres

PD = matrice des contributions unitaires des soutirages de puissance aux flux entrants pour chaque jeu de barres

\bar{D} = vecteur des puissances soutirées à chaque jeu de barres

A^D = matrice des contributions unitaires des puissances soutirées à chaque jeu de barres à l'ensemble des flux sur les lignes

5. Le code utilise ensuite les pourcentages déterminant les fractions du coût total du réseau devant être recouvrées auprès des producteurs et de la demande, afin d'établir leurs contributions respectives aux flux sur les lignes, comme suit :

$$\bar{\phi} = K_G \cdot A^G \cdot \bar{G} + K_D \cdot A^D \cdot \bar{D}.$$

Où:

K_D = pourcentage de responsabilité de la demande

K_G = pourcentage de responsabilité des producteurs

6. Enfin, la compensation qu'un pays doit verser à chaque pays de la région (y compris à lui-même), au titre de l'utilisation que les producteurs et les charges situés sur son territoire font du réseau de ces pays, est calculée comme suit :

$$PAY_C = LO \cdot LC \cdot (K_G \cdot A^G \cdot NO_c \cdot \bar{G} + K_D \cdot A^D \cdot NO_c \cdot \bar{D})$$

Où:

PAY_C = vecteur des paiements imputés au pays C au titre de son utilisation du réseau de chaque pays

LO = matrice de propriété des lignes

LC = matrice des coûts des lignes

NO_C = matrice de propriété nodale du pays C

⊕

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.
Révision	1.0
Code d'identification	PATRE-A2



Résultats

Le résultat final du code correspond à la contribution de chaque producteur et de chaque demande au coût de chacun des actifs du réseau, ainsi qu'au coût des pertes associées à ces actifs. Cette contribution est ensuite agrégée pour les producteurs et les charges appartenant à une même zone RCP, afin d'obtenir la contribution par zone RCP au coût de chaque actif du réseau. Un autre résultat consiste en l'agrégation des actifs susmentionnés par pays ou par RCP, de manière à déterminer la contribution de chaque producteur, de chaque demande, de chaque pays ou de chaque RCP à l'utilisation du réseau des autres pays et des autres RCP.

Outre les résultats finaux en matière de coûts, plusieurs résultats intermédiaires peuvent également être générés pour chaque instantané/scénario. Il s'agit notamment de la contribution aux flux, des flux en MW ainsi que du taux d'utilisation des actifs, au niveau des agents ou sous forme agrégée au niveau des pays ou des RCP, et ce, par actif ou par groupe d'actifs.

L'ensemble des résultats est enregistré dans le dossier « Overall results ».

Le résultat relatif à la compensation inter-Gestionnaire de réseau figure dans le fichier intitulé « RCP joint overall total cost per RCP », lequel présente le coût total (en USD) alloué à chaque zone RCP au titre du :

- Coût d'utilisation du réseau :
 - a. L'utilisation du réseau de la zone des autres RCP par les producteurs et les charges situés dans sa propre zone ;
 - b. L'utilisation du réseau de sa propre zone par les producteurs et les charges situés dans les zones des autres RCP.
- Coût d'allocation des pertes :
 - a. Les pertes occasionnées sur le réseau de la zone des autres RCP par les producteurs et les charges situés dans sa propre zone ;
 - b. Les pertes sur le réseau de sa propre zone imputables aux producteurs et aux charges situés dans les zones des autres RCP.

Le fichier comprend également le montant net positif ou négatif à recevoir ou à payer par chaque RCP, permettant ainsi d'identifier, respectivement, les RCP receveuses nettes et les RCP payeuses nettes.




Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité— Annexe 2 : Instructions pour l'exécution du modèle APM-IGOC du WAPP.
Révision	1.0
Code d'identification	PATTRE-A2



- RCP demand overall cost per asset category
- RCP demand overall cost per asset
- RCP demand overall cost per RCP
- RCP demand overall flow contribution per asset category
- RCP demand overall flow contribution per asset
- RCP demand overall flow contribution per RCP
- RCP demand overall losses allocation cost per asset category
- RCP demand overall losses allocation cost per asset
- RCP demand overall losses allocation cost per RCP
- RCP demand overall losses allocation per asset category
- RCP demand overall losses allocation per asset
- RCP demand overall losses allocation per RCP
- RCP generation overall cost per asset category
- RCP generation overall cost per asset
- RCP generation overall cost per RCP
- RCP generation overall flow contribution per asset category
- RCP generation overall flow contribution per asset
- RCP generation overall flow contribution per RCP
- RCP generation overall losses allocation cost per asset category
- RCP generation overall losses allocation cost per asset
- RCP generation overall losses allocation cost per RCP
- RCP generation overall losses allocation per asset category
- RCP generation overall losses allocation per asset
- RCP generation overall losses allocation per RCP
- RCP joint overall losses allocation cost per RCP
- RCP joint overall total cost per RCP
- RCP joint use of network cost per RCP

\$

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

PATTRE- Annexe 3

Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC

Calcul des compensations inter-Gestionnaire de réseau (IGOC) en utilisant un
nombre réduit d'Instantanés



Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

Table des matières

1	INTRODUCTION	3
1.1	Pourquoi envisager un ensemble réduit d'instantanés pour le calcul annuel des IGOC	3
1.2	Objet du présent rapport	3
2	DESCRIPTION DE L'APPROCHE GLOBALE PROPOSÉE POUR LE CALCUL DES IGOC ANNUELS	4
3	DISCUSSION RELATIVE À LA SÉLECTION DES VARIABLES DE CLUSTERING.....	6
3.1	<i>Méthode privilégiée</i> visant à reproduire les résultats d'allocation des coûts obtenus par application de l'APM aux 8 760 heures de l'année	6
3.2	<i>Méthode alternative</i> visant à sélectionner les instantanés à retenir en fonction des bénéfices apportés par le réseau de transport	8
3.2.1	Calcul des pondérations à attribuer à chaque groupe (cluster) d'instantanés dans le cadre du calcul des compensations susceptibles d'être appliquées.....	12
3.3	Défis, efforts et implications de chacune des deux options proposées concernant les variables de clustering à considérer.....	15
4	DÉTERMINATION DES CLUSTERS.....	16
4.1	Objectifs du clustering.....	16
4.2	Sélection du nombre de clusters à retenir	16
4.3	Type de méthode de clustering appliquée.....	16
4.4	Résultats du processus de clustering	17
5	MODALITÉS DE CALCUL DES IGOC ANNUELS À PARTIR DES RÉSULTATS DU PROCESSUS DE CLUSTERING.....	18
6	RÉCONCILIATION DES COMPENSATIONS EN N+1 SUR LA BASE DES ÉCARTS ENTRE L'EXPLOITATION EFFECTIVE DU SYSTÈME EN ANNÉE N ET CELLE CORRESPONDANT AUX INSTANTANÉS INITIALEMENT SÉLECTIONNÉS POUR L'ANNÉE N	20

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

1 INTRODUCTION


1.1 Pourquoi envisager un ensemble réduit d'instantanés pour le calcul annuel des IGOC

Dans le cadre de la Méthodologie de Tarification du Transport Régional (MTTR), les parties prenantes du Marché régional de l'électricité (MRE) ont convenu de calculer les compensations annuelles pour l'utilisation électrique et les pertes occasionnées par chaque Gestionnaire de réseau (GR) dans les Zones de réglage relevant de la responsabilité d'autres Gestionnaires de réseau. L'obtention d'une solution reflétant fidèlement les coûts de transport devant faire l'objet d'une compensation pour chaque pays supposerait de prendre en considération 8 760 instantanés, correspondant à chacune des 8 760 heures de l'année. Toutefois, l'application d'une méthode de compensation inter-Gestionnaire de réseau (IGOC) à autant d'instantanés que d'heures par an n'est pas convenable, principalement pour des raisons politiques et pratiques. En effet, la collecte et le traitement de 8 760 jeux de données volumineux constituent un exercice complexe. Par conséquent, le recours à des résultats d'exploitation établis sur la base d'un ensemble réduit d'instantanés, afin de déterminer une estimation raisonnablement précise des compensations annuelles, des redevances et des paiements nets inter-Gestionnaire de réseau à appliquer chaque année dans une marge d'erreur acceptable, demeure une question de toute première importance.

1.2 Objet du présent rapport

Le présent rapport présente une preuve de concept qualitative (Proof-of-Concept – POC) destinée à orienter le WAPP dans le choix des instantanés les plus appropriés et représentatifs pour définir, simuler et établir correctement les instantanés de marché nécessaires à la mise en œuvre du mécanisme de compensation inter-Gestionnaire de réseau entre les Gestionnaires de réseau ou les Parties pour la Compensation régionale (RCP).

Ⓢ

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité – Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

2 DESCRIPTION DE L'APPROCHE GLOBALE PROPOSÉE POUR LE CALCUL DES IGOC ANNUELS


Les instantanés à retenir pour le calcul des IGOC annuels doivent être en nombre limité, tout en restant représentatifs des différents types de situations d'exploitation susceptibles de survenir au cours de l'année cible, au regard des IGOC qui devraient découler de ces situations. Si l'on disposait de données permettant de caractériser l'ensemble des situations horaires d'exploitation du système sur l'année, notamment en ce qui concerne l'utilisation du réseau par les producteurs et les charges dans chaque zone de GR, ou les bénéfiques qu'ils retirent du réseau d'une autre zone de GR, il serait alors possible de classer ces instantanés horaires en groupes de telle manière que :

1. Tous les instantanés relevant d'un même groupe traduisent des schémas similaires d'utilisation transfrontalière du réseau (ou des schémas similaires de bénéfiques transfrontaliers générés par les réseaux des GR) et donnent ainsi lieu à des IGOC similaires.
2. Les instantanés relevant de groupes différents traduisent des schémas distincts d'utilisation transfrontalière du réseau (ou des schémas distincts de bénéfiques transfrontaliers générés par les réseaux des GR) et donnent ainsi lieu à des IGOC différents.

En ne retenant qu'un instantané représentatif pour chacun de ces groupes, ainsi que le poids à attribuer aux instantanés relevant de chaque groupe dans le processus de calcul des IGOC, il serait possible d'obtenir une estimation raisonnablement précise des IGOC annuels à appliquer, à partir des compensations calculées séparément pour chacun de ces instantanés représentatifs, comme si chacun d'eux était le seul à être pris en compte. Afin de classer correctement les instantanés en groupes (clusters) aux fins du calcul des IGOC, il est nécessaire d'identifier les variables du système à utiliser pour les caractériser, ainsi que d'évaluer dans quelle mesure chaque cluster est similaire aux autres au regard de sa pertinence pour le calcul des IGOC. Dans cette perspective, la section suivante présente deux ensembles possibles de variables du système qui peuvent être utilisés pour caractériser les instantanés

Une fois définies les variables à utiliser pour caractériser les instantanés horaires d'exploitation, et les données correspondantes collectées pour chacun des instantanés horaires de l'année cible, ces instantanés doivent être classés en groupes sur la base des données recueillies pour ces variables de caractérisation, lesquelles deviennent alors des variables de classification. Les critères généraux de classification à appliquer pour constituer ces groupes d'instantanés sont présentés au chapitre 3. Parallèlement à la définition de ces groupes, un instantané représentatif de chacun d'eux devra être sélectionné. En outre, le nombre d'instantanés contenus dans chaque groupe devra également être déterminé comme résultat du processus de clustering.

Une fois l'ensemble réduit d'instantanés à retenir pour le calcul des IGOC déterminé, les IGOC annuels sont calculés en considérant séparément chaque instantané représentatif d'un groupe, comme s'il s'agissait du seul instantané à prendre en compte. Le calcul des compensations annuelles entre zones de GR, pour une situation d'exploitation donnée, suppose d'abord de déterminer la part du coût annualisé de chaque élément du réseau

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

régional de transport à retenir pour le calcul des IGOC. Cette part peut correspondre soit à la fraction effectivement utilisée de cet élément, soit à la totalité de son coût annualisé.

Enfin, les IGOC à appliquer au cours d'une année sont obtenus en agrégeant les valeurs calculées séparément pour chaque instantané représentatif, chacun étant traité comme une condition de fonctionnement indépendante. À cette fin, des pondérations sont d'abord attribuées aux groupes d'instantanés définis. Ces pondérations doivent être calculées en fonction des bénéfices globaux que les utilisateurs du réseau, à l'échelle de l'ensemble du système, sont censés retirer du réseau global dans les situations d'exploitation, ou des instantanés, relevant de chacun de ces groupes, ou soit, à titre de proxy, sur la base de l'utilisation globale que les producteurs et les charges de l'ensemble du système sont censés faire du réseau dans le groupe d'instantanés considéré.

Par souci de clarté, ce processus est illustré ci-après par un diagramme de flux présenté à la Figure 1.

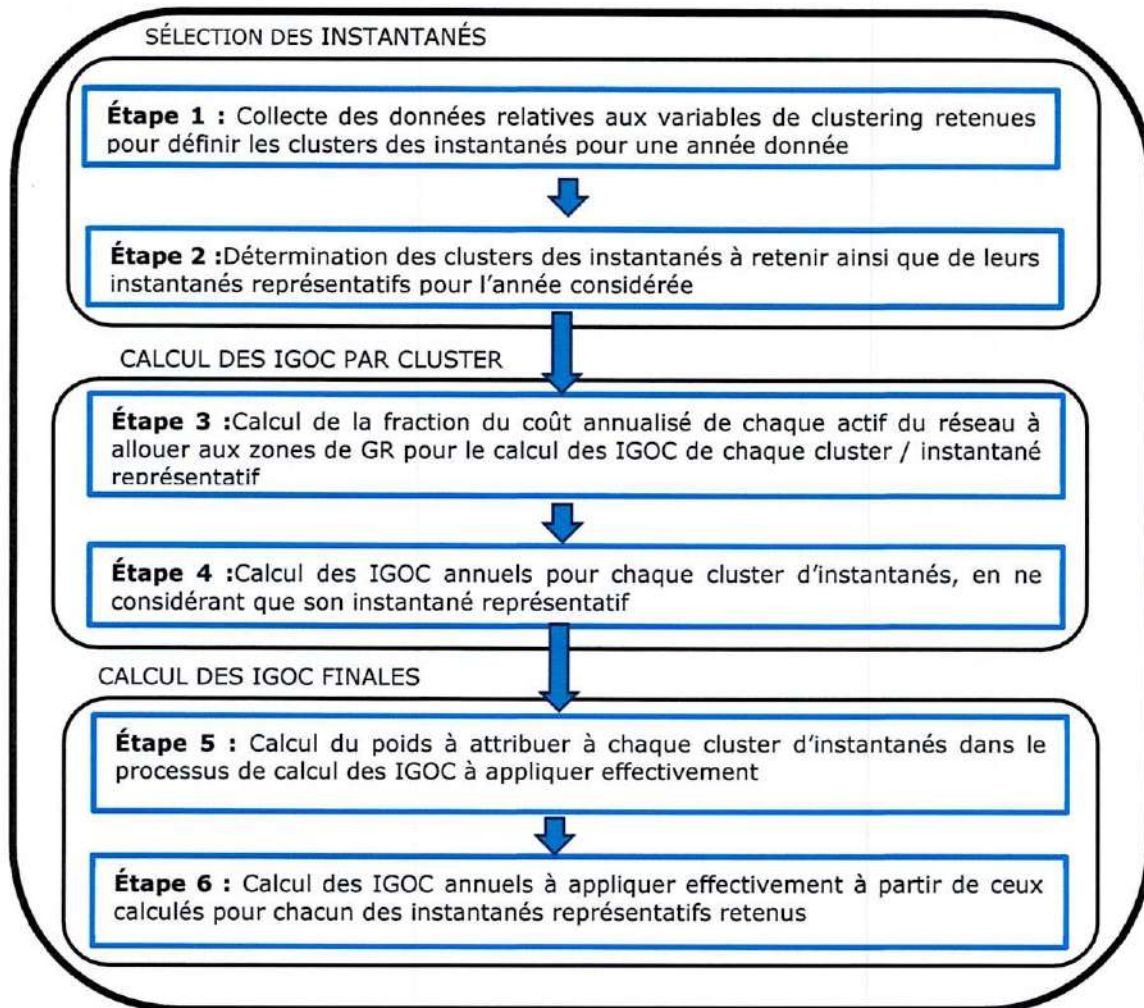



Figure 1 Sélection des instantanés à prendre en compte dans le calcul des IGOC

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

3 DISCUSSION RELATIVE À LA SÉLECTION DES VARIABLES DE CLUSTERING

L'ensemble des variables systèmes utilisées pour le regroupement des instantanés d'exploitation doit être sélectionné de manière à garantir que le calcul des IGOC effectué séparément pour chaque groupe, puis leur agrégation, permette d'obtenir une estimation raisonnablement précise des IGOC annuels, équivalente à celle qui serait obtenue si l'ensemble des instantanés horaires de l'année était pris en compte dans le processus de calcul. Les deux (2) principaux critères de sélection des variables de classification, ou de clustering, des instantanés d'exploitation peuvent être les suivants :


- L'ensemble complet des 8 760 valeurs horaires de ces variables pour l'année cible est facilement disponible.
- Il existe un degré élevé de corrélation entre ces variables et la variable d'intérêt pour le calcul des IGOC, à savoir les bénéfices que chaque zone de GR retire du réseau de chacune des zones de GR, y compris de son propre réseau, ou, à titre de proxy, l'usage que chaque zone de GR fait du réseau de toutes les zones des GR, y compris la sienne.

Deux options, correspondant à deux ensembles possibles de variables de clustering, sont présentées et décrites comme suit :

3.1 *Méthode privilégiée* visant à reproduire les résultats d'allocation des coûts obtenus par application de l'APM aux 8 760 heures de l'année

Si l'objectif est de reproduire les résultats d'allocation des coûts entre zones de GR qui résulteraient de l'application de l'APM à l'ensemble des instantanés horaires de l'année cible, il convient alors d'identifier un « proxy » approprié de la carte complète des flux de réseau dans le système. Le seul proxy raisonnable répondant de manière satisfaisante aux critères a) et b) précités est constitué par l'ensemble des flux horaires d'importation et d'exportation de chaque zone de GR. En effet, l'utilisation transfrontalière des réseaux des GR n'existe que lorsqu'il y a des flux transfrontaliers, lesquels peuvent être retracés en amont et en aval, jusqu'aux injections et soutirages de puissance dans les réseaux des GR, au moyen de l'APM. Ces flux sont bien plus aisés à obtenir que la carte complète des flux physiques réels du réseau et, comme indiqué précédemment, ils semblent capter de manière intuitive les conditions essentielles qui influencent l'utilisation externe d'un réseau.

La Figure 2 illustre graphiquement la méthode proposée pour la sélection des heures représentatives. Comme indiqué précédemment, il est supposé que le profil horaire simple des importations et exportations de chaque pays détermine, dans une large mesure, la matrice des contributions de chaque zone de GR à l'utilisation du réseau des autres. Cela implique que les clusters de matrices de participation devraient correspondre de manière étroite aux clusters de profils de flux frontaliers d'exportation et d'importation. Dès lors, en établissant des clusters de flux frontaliers d'exportation et d'importation, il devient possible d'identifier un ensemble réduit d'instantanés représentatifs des flux réels du réseau. Ces instantanés peuvent ensuite être utilisés pour

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

calculer des matrices de participation représentatives à des fins d'allocation des coûts de réseau.

Dans le processus de clustering, chaque instantané horaire est représenté par un vecteur (échantillon), construit selon l'une des deux directions. Si le profil horaire des flux sur chacune des lignes transfrontalières reliant chaque pays ou zone de GR de la région aux autres est disponible, le vecteur associé à chaque heure est constitué des flux observés, à cette heure, sur l'ensemble de ces lignes. Il comporte alors autant d'éléments qu'il existe de lignes transfrontalières entre les pays ou zones de GR de la région. Ces flux doivent être fournis avec leur signe, indiquant si, à l'heure considérée, l'énergie circule du nœud émetteur vers le nœud récepteur défini pour la ligne concernée, ou dans le sens inverse.

À défaut, le vecteur associé à chaque heure peut être constitué des exportations nettes de chaque pays ou zone de GR. Il comporte alors autant d'éléments qu'il existe de pays ou de zones de GR. Les exportations nettes doivent être exprimées avec leur signe : lorsqu'une zone est importatrice nette à une heure donnée, la valeur correspondante doit être négative.

Un échantillon défini selon l'approche susmentionnée doit être établi pour chaque heure de l'année, puis les heures correspondantes (instantanés horaires) doivent être regroupées en clusters sur la base de ces échantillons.

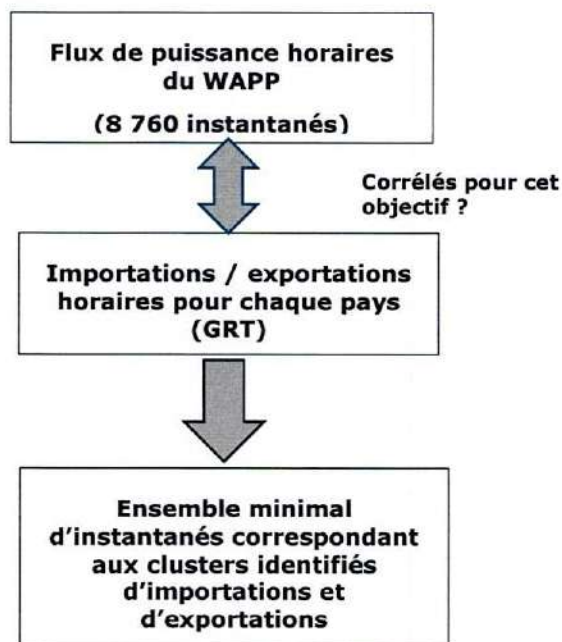



Figure 2: Sélection des instantanés à prendre en compte dans le calcul des IGOC

Selon cette approche, l'ensemble des données d'entrée à collecter pour la sélection du jeu approprié d'instantanés comprend :

⌘

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

- Le profil horaire des flux sur chacune des lignes transfrontalières reliant chaque pays ou zone de GR de la région aux autres. Ces flux transfrontaliers doivent être fournis avec leur signe, de manière à indiquer si, à l'heure considérée, l'énergie circule du nœud émetteur vers le nœud récepteur défini pour la ligne concernée, ou inversement.

À défaut de disposer de ces données, une donnée d'entrée alternative pourrait être utilisée :

- Le profil horaire des exportations nettes (ou des importations nettes) de chaque pays ou zone de GR.

3.2 Méthode *alternative* visant à sélectionner les instantanés à retenir en fonction des bénéfices apportés par le réseau de transport

À titre d'alternative, au lieu de sélectionner les instantanés de manière à reproduire les résultats d'IGOC obtenus par application de la méthode APM à l'ensemble des heures de l'année cible, il est possible de choisir les instantanés sur la base des bénéfices apportés par le réseau régional de transport. L'objectif, dans ce cas, consiste à se concentrer sur les instantanés dans lesquels le réseau de transport procure un bénéfice significatif au système, en permettant l'acheminement d'une énergie moins coûteuse depuis certaines zones vers d'autres. Cette approche se justifie par le fait que les bénéfices générés par le réseau constituent les véritables moteurs de son développement et devraient, par conséquent, constituer le principal critère de répartition des coûts du réseau entre les pays ou les zones de GR.


Lors de la sélection des instantanés pour le calcul des IGOC, les autorités compétentes devraient tenir compte des bénéfices associés aux différents types d'échanges d'énergie entre les zones de GR au sein du réseau régional de transport. Ces instantanés peuvent être sélectionnés sur la base des bénéfices sociaux potentiels liés à deux (2) types d'échanges affectant chaque zone de GR :

1. **Importations d'énergie moins coûteuse** : Il s'agit d'importer une énergie plus abordable en provenance d'autres zones afin de remplacer partiellement, selon le cas, une production locale ou de l'énergie non servie (ENS) qui, à défaut, aurait respectivement dû être appelée ou supportée.
2. **Exportations d'énergie moins coûteuse** : Il s'agit d'acheminer vers d'autres zones une énergie produite localement à moindre coût, afin de remplacer une production plus coûteuse ou d'éviter de l'ENS dans ces zones.

En règle générale, chaque zone de GR est impliquée dans un seul type d'échange d'énergie au cours d'une heure d'exploitation donnée (instantané). Cela signifie que la zone considérée :

- Soit, remplace une partie de sa production locale ou de son ENS par une énergie moins coûteuse en provenance d'autres zones ; ou
- Soit, produit localement de l'énergie afin de remplacer une production plus coûteuse ou d'éviter de l'ENS dans d'autres zones.

Ⓢ

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

Afin de simplifier l'analyse, puisqu'il est impossible dans la pratique de déterminer précisément quels types de ressources énergétiques (production à base d'énergie renouvelables (EnR), production plus coûteuse ou d'énergie non servie (ENS)) dans les autres zones pourraient être affectés par les échanges d'énergie potentiels auxquels chaque zone A pourrait participer, on peut supposer, pour l'estimation de la valeur sociale créée par ces échanges, qu'ils génèrent les bénéfices maximums possibles.

Cette hypothèse correspond aux situations dans lesquelles l'énergie susceptible d'être produite dans la zone A en vue d'être exportée remplace effectivement de l'ENS dans d'autres zones (permettant ainsi de l'éviter), ou encore aux situations dans lesquelles l'énergie susceptible d'être importée par la zone A est effectivement importée et produite à partir de production à base d'EnR situées dans d'autres zones, dont les coûts variables de production sont quasi nuls.

Il convient de noter que cette hypothèse suppose notamment que le réseau régional ne fait pas obstacle à la réalisation de ces échanges et n'en affecte pas l'ampleur (alors qu'en pratique, les congestions de réseau et les pertes influencent effectivement les échanges entre zones).

Sur la base de cette hypothèse, les bénéfices associés aux échanges d'énergie pour chaque zone peuvent être estimés selon les deux approches suivantes :

1. Valeur sociale créée par l'évitement de l'ENS, ou par le remplacement d'une production locale coûteuse, grâce à l'importation d'une énergie plus abordable produite dans d'autres zones :

$$\text{Augmentation du bénéfice social}^{imp A} = Q_{ENS}^{imp A} \times \rho_{ENS}^{imp A} + Q_{dis-coûteuse}^{imp A} \times \rho_{coûteuse}^{imp A}$$

Où :


$Q_{ENS}^{imp A}$ désigne la quantité d'énergie non servie (ENS) observée dans la zone importatrice A lorsque la demande de cette zone est supposée être entièrement satisfaite localement ;

$\rho_{ENS}^{imp A}$ représente la valeur (ou coût) de l'ENS dans la zone importatrice A ;

$Q_{dis-coûteuse}^{imp A}$ correspond à la quantité de production coûteuse appelée ('dispatchée') dans la zone importatrice A lorsque la demande de cette zone est supposée être entièrement satisfaite localement ;

$\rho_{coûteuse}^{imp A}$ désigne le coût de production variable de la production coûteuse dispatchée dans la zone importatrice A lorsque la demande de cette zone est supposée être entièrement satisfaite localement.

§

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

2. Valeur sociale créée par la satisfaction de la demande dans d'autres zones grâce à l'excédent de production disponible dans la zone¹ exportatrice B par rapport à sa demande locale :

$$\begin{aligned} & \text{Augmentation du bénéfice social}^{exp B} \\ & = Q_{excédent-faible\ coût}^{exp B} \times (\rho_{ENS}^{region} - \rho_{faible\ coût}^{exp B}) + Q_{excédent-coûteux}^{exp B} \times (\rho_{ENS}^{region} - \rho_{coûteux}^{exp B}) \end{aligned}$$

Où :

$Q_{excédent-faible\ coût}^{exp B}$ désigne l'excédent de production à faible coût non encore appelé dans la zone exportatrice B, lorsque les ressources de production de cette zone sont utilisées uniquement pour couvrir la demande locale ;

ρ_{ENS}^{region} représente la valeur (coût) de l'énergie non servie (ENS) estimée pour l'ensemble de la région ;

$\rho_{faible\ coût}^{exp B}$ désigne le coût de production variable associé à l'excédent de production à faible coût non encore appelée dans la zone exportatrice B, lorsque les ressources de production de cette zone sont utilisées uniquement pour couvrir la demande locale ;


$Q_{excédent-coûteux}^{exp B}$ correspond à l'excédent de production coûteuse non encore appelée dans la zone exportatrice B, lorsque les ressources de production de cette zone sont utilisées uniquement pour couvrir la demande locale ;

$\rho_{coûteux}^{exp B}$ désigne le coût de production variable de l'excédent de production coûteuse non encore appelé dans la zone exportatrice B, lorsque les ressources de production de cette zone sont utilisées uniquement pour couvrir la demande locale.

La distinction entre production à faible coût et production coûteuse se justifie par le fait que la valeur sociale créée, ou les économies de coûts d'exploitation réalisées, grâce aux exportations d'énergie produite par ces deux types de production ne sont pas identiques, même dans le cadre de la simplification retenue ici, selon laquelle ces deux types d'exportation sont supposés remplacer de l'ENS dans d'autres zones. Cette problématique

¹ Pour des raisons de simplification, seules deux catégories de production sont retenues ici : (i) la production « à faible coût (correspondant généralement à des ressources non pilotables à base d'EnR, telles que l'éolien ou le solaire), et (ii) la production « coûteuse » (correspondant à des moyens de production à coût variable plus élevé, tels que les centrales thermiques ou hydroélectriques, pour lesquelles la valeur de l'eau utilisée pour produire de l'électricité peut être significative, notamment dans le cas des grands réservoirs). Donc, en principe, les ressources de production devraient être regroupées selon ces deux catégories, et des quantités représentatives ainsi que des coûts variables de production représentatifs devraient être estimés pour chacune d'elles. Pour chaque catégorie, ces valeurs représentatives pourraient être calculées comme des moyennes pondérées des valeurs correspondantes observées pour l'ensemble des ressources qui y sont affectées.

À titre d'alternative, il serait également possible de retenir la somme des produits des quantités par les coûts variables de production, calculée sur l'ensemble des différentes technologies de production présentes dans le système.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

pourrait être encore davantage simplifiée en supposant un même coût variable de production pour l'ensemble de l'excédent local de production d'une zone susceptible d'être utilisé pour remplacer de l'ENS dans d'autres zones.

De manière générale, lorsqu'il s'agit de calculer, pour une zone donnée, l'augmentation potentielle du bénéfice social à l'échelle du système liée aux échanges d'énergie auxquels cette zone participe, il est supposé soit que les ressources locales de production et l'ENS de cette zone sont remplacées par de l'énergie produite dans d'autres zones (comme dans le cas 1 ci-dessus), soit que la production locale est utilisée pour alimenter la demande dans d'autres zones (comme dans le cas 2). En pratique, pour une zone donnée, soit la quantité d'énergie importée pour usage local, soit la quantité d'énergie produite localement puis exportée, soit les deux, sera généralement nulle. Par conséquent, l'augmentation du bénéfice social associée à au moins l'un des deux types d'échanges considérés sera également nulle. Il demeure toutefois important de calculer, pour chaque zone, les bénéfices sociaux associés à chacun de ces deux types d'échanges.


Dans le processus de clustering, chaque instantané horaire doit alors être représenté par une matrice (échantillon) comportant autant de colonnes qu'il existe de zones dans la région et deux (2) lignes. Pour chaque colonne (zone), les bénéfices sociaux de type 1 — c'est-à-dire la valeur sociale potentielle créée par l'utilisation locale d'une énergie produite dans d'autres zones — doivent être inscrits à la ligne 1 de cette matrice-échantillon, tandis que les bénéfices sociaux de type 2 — c'est-à-dire la valeur sociale potentielle créée, dans les autres zones, par l'utilisation de l'énergie produite dans la zone considérée — doivent être inscrits à la ligne 2 de cette même matrice. Comme indiqué précédemment, cette matrice doit être calculée pour chaque heure (instantané), puis les matrices-échantillons correspondantes (instantanés horaires) doivent être regroupées en clusters. Un instantané représentatif devra également être déterminé pour chacun de ces clusters.

Un échantillon défini selon l'approche susmentionnée doit être calculé pour chaque heure de l'année, et les heures correspondantes (instantanés horaires) doivent être regroupées en clusters sur la base de ces échantillons.

Par conséquent, l'ensemble des données d'entrée à collecter afin de sélectionner le jeu approprié d'instantanés comprend les éléments suivants :

- Profils horaires, par zone de GR de la région, des quantités d'énergie non servie (ENS) observées, de production coûteuse appelée, d'excédent de production à faible coût non appelée, ainsi que d'excédent de production coûteuse non appelée, résultant d'une couverture locale de la demande dans chaque zone.
- Valeur représentative (coût) de l'énergie non servie (ENS) dans chaque zone de GR ainsi qu'à l'échelle régionale, de même que celles du coût variable de production de la production à faible coût et de la production coûteuse dans chaque zone. Ces valeurs peuvent être considérées comme constantes sur la période étudiée (année cible) au titre de laquelle les clusters horaires sont déterminés.

Ⓢ

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité – Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

3.2.1 Calcul des pondérations à attribuer à chaque groupe (cluster) d'instantanés dans le cadre du calcul des compensations susceptibles d'être appliquées

Si cet ensemble (matrice) de variables de clustering est utilisé pour définir les clusters d'instantanés ainsi que leurs instantanés représentatifs, alors la pondération attribuée aux résultats d'utilisation du réseau / d'allocation des coûts calculés pour chaque instantané représentatif « S », dans le cadre du processus de calcul des IGOC susceptibles d'être appliquées, devrait être proportionnelle aux Gains totaux générés par le réseau interconnecté dans son ensemble (ou par chaque élément du réseau, lorsque les pondérations sont calculées séparément pour chaque élément) sur l'ensemble des instantanés d'exploitation de l'année cible appartenant au cluster représenté par l'instantané « S ». Une méthode possible de calcul de ces pondérations est présentée ci-après.

De manière générale, conformément à la logique exposée ci-dessus, les bénéfices générés par le réseau régional sur l'ensemble des instantanés appartenant à chaque cluster peuvent être considérés comme proportionnels à l'ampleur des échanges d'énergie observés dans l'instantané représentatif de ce cluster, à la valeur économique unitaire de ces échanges, ainsi qu'au nombre d'heures comprises dans le cluster.

Lors de l'évaluation de la valeur économique des échanges, il convient de distinguer les échanges prioritaires, qui permettent d'éviter de l'énergie non servie (ENS), des autres échanges, qui permettent de substituer des sources de production coûteuses (fioul lourd, diesel, charbon) par des sources de production plus compétitives en coût (notamment les énergies renouvelables, ainsi que d'autres options éventuellement avantageuses fondées sur des technologies conventionnelles).

La quantité potentielle d'énergie non servie (ENS) dans un instantané Q_{ENS}^A , dans l'hypothèse où toute la demande serait satisfaite localement, peut être calculée comme le déficit local agrégé au sein des zones de GR, en tenant compte de la puissance maximale de production disponible dans chaque zone A, toutes technologies de production confondues, afin de satisfaire la demande de ladite zone. La quantité d'énergie non servie (ENS) à éviter au moyen des échanges prioritaires de puissance dans un instantané peut être calculée comme suit :


$$ENS_{potentiel} = \sum(Q_{ENS}^A)$$

$$\text{Échanges prioritaires} = ENS_{évitée} = \min(ENS_{potentiel}, \sum(Q_{excédent-toutes productions}^A))$$

Où :

- La somme de l'excédent de la production totale par rapport à la demande dans chaque zone, $Q_{excédent-toutes productions}^A$, doit être calculée sur l'ensemble des zones et, pour chaque zone, seules les valeurs supérieures ou égales à zéro doivent être prises en compte.

Ⓢ

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité – Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

- Les valeurs négatives de $Q_{excédent-toutes\ productions}^A$ dans chaque zone A doivent être ramenées à zéro dans le calcul de la somme.

Cela signifie que la quantité maximale d'énergie non servie (ENS) pouvant être évitée dans un instantané ne peut être supérieure au minimum entre, d'une part, la quantité totale d'énergie non servie (ENS) dans la région lorsque la demande de chaque zone est satisfaite localement et, d'autre part, l'excédent total de production disponible dans les zones de la région par rapport à leur demande locale.

En d'autres termes, les échanges d'énergie entre zones ne peuvent permettre d'éviter, au maximum, que la quantité d'énergie non servie (ENS) qui existerait si la demande de chaque zone était satisfaite localement. Au-delà de cette quantité, il n'existe aucune énergie non servie (ENS) supplémentaire à éviter.


Par ailleurs, seule la part des ressources de production non nécessaire à la couverture de la demande locale dans chaque zone peut être mobilisée pour éviter l'ENS dans d'autres zones. Si une quantité plus importante de production d'une zone était affectée à l'alimentation de la demande d'autres zones, cela conduirait, en termes nets, à l'apparition d'une énergie non servie (ENS) dans la zone exportatrice.

La quantité totale des échanges économiques dans un instantané peut être calculée comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Échanges économiques}_{\text{totale}} \\ & = \min \left\{ \max \left[\text{Echanges Prioritaires}, \Sigma \left(Q_{excédent-faible\ coût}^A \right) \right], \Sigma \left(|Q_{deficit-faible\ coût}^A| \right) \right\} \end{aligned}$$

Où les deux termes entre lesquels le minimum (c'est-à-dire la plus petite valeur) doit être retenu sont les suivants :

- Le maximum entre la quantité totale d'échanges prioritaires de puissance dans la région et la somme, calculée sur l'ensemble des zones, de la différence entre la production locale à faible coût et la demande, lorsque cette différence est positive (lorsqu'elle est négative, la différence correspondante n'est pas prise en compte dans la somme). $Q_{excédent-faible\ coût}^A$. Cela implique que, du côté exportateur, les échanges peuvent être justifiés soit par l'existence d'une production à faible coût qui n'est pas nécessaire pour satisfaire la demande locale et qui peut, dès lors, être exportée afin de remplacer une production coûteuse, soit par l'existence d'une énergie non servie (ENS) dans d'autres zones — résultant d'une couverture de la demande locale assurée uniquement par la production locale — qui peut être évitée au moyen de ces échanges. En d'autres termes, tout excédent local de production dans une zone par rapport à la demande

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

locale, qu'il provienne d'une production à faible coût ou d'une production coûteuse, peut être exporté afin d'éviter l'ENS dans d'autres zones. En revanche, seule la production à faible coût d'une zone doit être prise en considération pour les exportations destinées à remplacer une production coûteuse dans d'autres zones.

- Somme, sur l'ensemble des zones, de la valeur absolue de la différence entre la production locale compétitive en coût et la demande, lorsque cette différence est négative, $|Q_{\text{deficit-faible coût}}^A|$ (Lorsqu'elle est positive, la différence correspondante n'est pas prise en compte dans la somme).

Cela implique que, du côté importateur, il est pertinent de remplacer tout déficit local de production à faible coût par rapport à la demande soit par de la production à faible coût située dans d'autres zones, lorsque ce qui doit être remplacé localement est une production coûteuse, soit par de la production située dans d'autres zones, qu'elle soit coûteuse ou à faible coût, lorsque ce qui doit être remplacé (ou évité) localement est de l'énergie non servie (ENS).

Le volume des échanges non prioritaires dans un instantané peut être calculé comme suit :

$$\text{Échanges non prioritaires} = \text{Echanges Economiques}_{\text{total}} - \text{ENS}_{\text{évitée}}$$

La valeur économique globale des échanges au sein d'un instantané peut être calculée en affectant aux échanges prioritaires une valeur unitaire égale à celle attribuée aux échanges non prioritaires, multipliée par le rapport entre la valeur de l'énergie non servie (ENS) dans la région et le coût variable de production de la production coûteuse dans la région :

$$\text{Valeur unitaire}_{\text{Non-Prioritaire}} = \rho_{\text{coûteuse}}^{\text{region}} - \rho_{\text{faible-coût}}^{\text{region}}$$

$$\text{Valeur Economique}_{\text{Globale}} =$$


$$\begin{aligned} & \text{Echanges Prioritaires} \times \text{Valeur Unitaire}_{\text{Non-Prioritaire}} \times \left(\frac{\rho_{\text{ENS}}^{\text{region}}}{\rho_{\text{coûteuse}}^{\text{region}}} \right) \\ & + \text{Echanges Non-Prioritaires} \times \text{Valeur Unitaire}_{\text{Non-Prioritaire}} \end{aligned}$$

Où, logiquement, les échanges non prioritaires doivent être valorisés à leur propre valeur unitaire, laquelle n'a pas besoin d'être calculée, dès lors que seul le poids relatif de chaque cluster d'instantanés nous intéresse.

Enfin, les Gains totaux générés par le réseau régional dans les instantanés appartenant à un cluster peuvent être calculés comme suit :

$$\text{Gains Totaux}_{\text{cluster}} = \text{Valeur Economique}_{\text{Globale}} \times \text{Nombre des heures dans le Cluster}$$

⊗

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

La pondération attribuée aux résultats d'utilisation du réseau / d'allocation des coûts calculés pour l'instantané représentatif « S » de chaque cluster est, par conséquent, égale au rapport entre les $Gains\ Totaux_{cluster}$ générés par le réseau régional, ou par chaque ligne, sur l'ensemble des instantanés horaires appartenant audit cluster, et la somme des $Gains\ Totaux_{cluster}$ calculés pour l'ensemble des clusters.

3.3 Défis, efforts et implications de chacune des deux options proposées concernant les variables de clustering à considérer


D'un point de vue conceptuel, la méthode la plus efficiente, parmi les deux proposées, pour sélectionner l'ensemble réduit d'instantanés destinés au calcul des IGOC, consiste à utiliser comme variables de clustering les augmentations du bénéfice social générées par les échanges d'énergie impliquant la production locale et la demande de chaque zone de GR. Ces variables sont étroitement liées aux déterminants du développement du réseau, à savoir les bénéfices générés par les renforcements du réseau. Les actifs de réseau sont construits afin de bénéficier aux utilisateurs du réseau ; en conséquence, conformément au principe de causalité des coûts, le coût de ces actifs devrait être alloué aux utilisateurs proportionnellement aux bénéfices qu'ils en retirent. À l'inverse, les flux transfrontaliers sont directement liés à l'utilisation transfrontalière des réseaux des GR, laquelle ne constitue qu'un indicateur indirect (proxy) des bénéfices que les autres zones de GR retirent du réseau.

Toutefois, d'un point de vue pratique, l'utilisation des résultats du dispatch local de la production dans chaque zone de GR pour satisfaire la demande locale, ainsi que du coût de production variable de chaque type de technologie et de la valeur de l'ENS dans chaque zone de GR, peut s'avérer difficile en raison des contraintes probablement liées à la collecte de ces informations pour l'ensemble des zones. Le WAPP calcule et collecte directement les données relatives aux flux transfrontaliers entre les zones de GR, tandis que les données relatives au dispatch de la production locale dans chaque zone pour couvrir la demande locale, ainsi que les coûts technologiques et la valeur de l'ENS, sont généralement déterminées et fournies par les autorités des zones de GR ou par les GR eux-mêmes.

Par conséquent, pour déterminer le type de variables de clustering à utiliser, les avantages conceptuels liés à la prise en compte des résultats du dispatch local de la production au sein de chaque zone de GR et des coûts technologiques locaux doivent être mis en balance avec les difficultés pratiques qu'implique l'utilisation de ces variables.

La présente POC suggère que le WAPP engage la mise en œuvre de l'APM-IGOC pendant au moins trois à cinq (3 à 5) ans en recourant, dans un premier temps, à la première méthode fondée sur les flux transfrontaliers, afin de renforcer la confiance dans cette approche. Parallèlement, le WAPP pourra consolider, avec les GR, le processus de collecte des données requises pour la seconde méthode, fondée sur les résultats du dispatch local et sur les coûts, puis basculer vers cette méthode une fois sa faisabilité démontrée et son application consolidée.

✍

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

4 DÉTERMINATION DES CLUSTERS

4.1 Objectifs du clustering

Comme indiqué précédemment, une fois l'ensemble des variables de clustering retenu, les clusters doivent être déterminés de manière à atteindre les deux objectifs suivants :

- I. Tous les instantanés appartenant à un même cluster doivent être aussi similaires que possible au regard du vecteur de valeurs pris par les variables de clustering.
- II. Les instantanés appartenant à des clusters différents doivent être aussi dissemblables que possible au regard des valeurs prises par ces mêmes variables de clustering.

Par conséquent, l'algorithme ou la méthode utilisé(e) pour définir les clusters d'instantanés doit viser à minimiser les différences intra-cluster entre les instantanés d'exploitation, au regard des variables de clustering, tout en maximisant les différences inter-clusters entre les instantanés.

4.2 Sélection du nombre de clusters à retenir


Plus le nombre de clusters considérés est élevé, plus les instantanés au sein de chaque cluster peuvent être similaires. Par conséquent, une plus grande part des écarts entre instantanés, au regard des variables de clustering, se manifestera entre ceux appartenant à des clusters différents. Ainsi, plus le nombre de clusters définis est élevé, meilleure devrait être la performance de la classification au regard des objectifs de clustering I et II définis ci-dessus.

Toutefois, l'utilisation d'un plus grand nombre d'instantanés pour le calcul des IGOC annuels entraîne une augmentation du volume de données à collecter ainsi que de la charge de calcul du processus de détermination des IGOC. Dès lors, le nombre d'instantanés doit être choisi de manière à trouver un équilibre approprié entre la précision des IGOC calculés à partir de ces clusters et l'effort de collecte des données ainsi que la charge de calcul associée.

Une mesure d'erreur peut être définie afin d'évaluer la qualité d'une partition en clusters, en tenant compte des écarts agrégés intra- et inter-clusters. Différentes mesures d'erreur de clustering peuvent être envisagées et sont proposées dans les diverses méthodes de clustering.

4.3 Type de méthode de clustering appliquée

Un grand nombre de méthodes de clustering différentes ont été proposées dans la littérature spécialisée pour la détermination de clusters d'échantillons (en l'occurrence, des instantanés d'exploitation) sur la base des valeurs prises par les variables de

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

clustering retenues. Ces méthodes se distinguent par plusieurs caractéristiques, notamment :

- la nécessité de définir le nombre de clusters ;
- la forme des clusters : selon qu'ils doivent présenter des formes régulières ou irrégulières ;
- la capacité à traiter les valeurs aberrantes et le bruit ;
- la taille des ensembles de données que la méthode est en mesure de traiter ;
- la distribution sous-jacente des données supposée par la méthode : selon qu'elle peut être considérée comme suivant une distribution probabiliste ou non ;
- la charge de calcul.

Les méthodes de clustering couramment utilisées dans des analyses similaires à celles proposées dans cette POC relèvent de la famille des méthodes de partitionnement. Parmi celles-ci, les méthodes K-means ou K-medoids peuvent être mises en œuvre. Ces méthodes bien connues ont été largement éprouvées, présentent une charge de calcul limitée et sont capables de traiter des ensembles de données de grande taille. Toutefois, l'exploration de méthodes alternatives doit être envisagée si celles-ci ne s'avèrent pas adaptées aux caractéristiques du jeu de données considéré. Les principales caractéristiques des méthodes K-means et K-medoids sont les suivantes :


- **Les deux méthodes combinées:**
 - Nécessitent que le nombre de clusters (k) soit spécifié à l'avance.
 - Reposent sur un processus itératif consistant à affecter les points de données aux clusters puis à mettre à jour les centroïdes.
- **K-means:**
 - Fonctionne en minimisant la variance intra-cluster.
 - Est sensible aux valeurs aberrantes et suppose des clusters sphériques présentant une variance égale.
- **K-medoids:**
 - Minimise la dissimilarité entre les échantillons affectés à un même cluster.
 - Est plus robuste face aux valeurs aberrantes et ne nécessite pas de données numériques.

4.4 Résultats du processus de clustering

La liste des principaux résultats du processus de clustering à prendre en considération pour le calcul des IGOC annuels comprend :

- la définition des clusters, c'est-à-dire l'affectation des instantanés d'exploitation individuels aux différents clusters ;
- les représentants de ces clusters, qui doivent être pris en compte, en lieu et place des autres instantanés appartenant à leurs clusters respectifs, pour le calcul des IGOC annuels ;
- le nombre d'instantanés inclus dans chaque cluster et, par conséquent, représentés par le représentant correspondant de ce cluster.

Ⓢ

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

5 MODALITÉS DE CALCUL DES IGOC ANNUELS À PARTIR DES RÉSULTATS DU PROCESSUS DE CLUSTERING

L'IGOC annuel devant être payé par le GR « i » au GR « j » représente la fraction du coût annualisé du réseau du GR « j » qui est réputée être utilisée par le GR « i ». En règle générale, le processus de calcul des IGOC annuels se décompose en deux étapes :²

1. **Étape 1** : calculer les IGOC annuels en considérant isolément l'instantané représentatif de chaque cluster, comme s'il s'agissait du seul instantané à prendre en compte.
2. **Étape 2** : calculer les IGOC annuels finalement applicables comme la moyenne pondérée de ceux calculés pour les instantanés individuels représentant les clusters préalablement définis.

Pour le calcul des compensations entre les GR, il est nécessaire de déterminer s'il convient de considérer le coût de la capacité totale de chaque actif ou uniquement le coût de la fraction de capacité effectivement utilisée. Si le coût de la capacité totale de chaque actif est pris en compte dans le calcul des IGOC, alors, à l'Étape 1, le coût annualisé total de chaque actif du réseau doit être alloué aux zones de GR utilisant cet actif dans chaque instantané représentatif.


Si, en revanche, seul le coût de la fraction utilisée de la capacité de chaque actif est pris en compte pour le calcul des IGOC, le coût annualisé de chaque actif pour chaque instantané représentatif doit être scindé en deux composantes : le coût correspondant à la fraction de capacité de l'actif « l » utilisée dans cet instantané représentatif « s », noté $CU_{l,s}$, et le coût correspondant à la fraction de capacité non utilisée de cet actif, noté $CNU_{l,s}$. En règle générale, le coût total de l'actif « l » doit être réparti entre ces deux composantes proportionnellement aux niveaux de capacité utilisée et non utilisée de cet actif dans l'instantané considéré.

Les IGOC annuels calculés à l'Étape 1, en considérant séparément l'instantané représentatif « s » de chaque cluster, doivent alors résulter de l'allocation aux zones de GR uniquement du coût associé à la fraction de capacité utilisée de chaque actif « l » dans l'instantané représentatif « s », soit $CU_{l,s}$.

Lors du calcul des IGOC annuels finalement applicables à l'Étape 2, les pondérations attribuées aux IGOC annuels calculés pour les instantanés individuels à l'Étape 1 doivent dépendre du type de variables de clustering retenues, comme détaillé ci-après :

- Si les flux transfrontaliers ou les exportations nettes des zones de GR sont utilisés comme variables de clustering pour définir les clusters d'instantanés ainsi que leurs instantanés représentatifs, la pondération attribuée aux résultats d'utilisation du réseau / d'allocation des coûts pour chaque instantané représentatif « s » dans le


² Il convient de noter que, d'un point de vue computationnel, ces deux étapes sont réalisées conjointement dans l'outil WAPP-APM.

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité– Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

calcul final des IGOC annuels doit être proportionnelle au nombre total d'instantanés d'exploitation appartenant au cluster représenté par l'instantané « s » sur l'ensemble de l'année cible.

- Si les accroissements du bénéfice social potentiellement générés par les échanges d'énergie auxquels les zones de GR pourraient prendre part sont utilisés comme variables de clustering pour définir les clusters d'instantanés ainsi que leurs instantanés représentatifs, la pondération attribuée aux résultats d'utilisation du réseau / d'allocation des coûts pour chaque instantané représentatif « s » dans le calcul final des IGOC annuels doit être proportionnelle aux gains totaux générés par le réseau dans son ensemble (ou par chaque élément du réseau, si les pondérations sont calculées séparément pour chaque élément) sur l'ensemble des instantanés d'exploitation appartenant au cluster représenté par l'instantané « s » au cours de l'année cible. Ces gains doivent être calculés conformément à la procédure décrite à la section 3.2.1.

08


Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité – Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

6 RÉCONCILIATION DES COMPENSATIONS EN N+1 SUR LA BASE DES ÉCARTS ENTRE L'EXPLOITATION EFFECTIVE DU SYSTÈME EN ANNÉE N ET CELLE CORRESPONDANT AUX INSTANTANÉS INITIALEMENT SÉLECTIONNÉS POUR L'ANNÉE N

Lors du traitement de la réconciliation des compensations en N+1 pour l'année N, fondée sur les écarts entre l'exploitation réelle du système et l'exploitation attendue lors de la sélection des instantanés représentatifs pour le calcul de ces compensations, il est essentiel de veiller à ce que toute mise à jour des redevances de transport acquittées par les agents individuels ne soit pas appliquée à ceux dont les décisions d'exploitation sont sensibles à ces redevances. Les compensations inter-GR (IGOC) visent à répartir le coût du réseau de transport régional au niveau des zones de GR, ce coût constituant un coût irrécupérable indépendant des décisions opérationnelles des agents. Modifier les redevances de réseau payées par les agents dont les décisions opérationnelles sont élastiques au niveau de ces redevances, afin de répercuter tout écart dans le niveau des IGOC calculé ex post, conduirait vraisemblablement à une modification des décisions opérationnelles de ces agents. Cela réduirait l'efficacité de l'exploitation du système sans affecter les coûts du réseau alloués, dès lors qu'aucune décision opérationnelle des agents n'est à l'origine de ces coûts.

Le niveau final des compensations à appliquer pour l'année N doit être calculé ex post sur la base d'un ensemble d'instantanés représentant l'exploitation réelle du système au cours de l'année N. À cette fin, les données relatives aux valeurs effectives des variables de clustering, pour l'ensemble des heures de l'année correspondant à l'exploitation réelle du système, doivent être collectées. Sur la base de ces données, le processus de clustering doit être reconduit afin de déterminer le nouvel ensemble d'instantanés à utiliser pour le calcul des compensations annuelles à appliquer pour l'année N. Ensuite, à partir de la carte des flux associée à chaque instantané représentatif de cet ensemble actualisé — laquelle peut correspondre soit aux flux physiques réels mesurés, soit à des flux calculés à partir d'autres variables du système mesurées pour ces instantanés — un niveau actualisé des compensations annuelles à appliquer pour l'année N doit être déterminé en appliquant séparément la méthode APM à chaque instantané représentatif, en considérant l'exploitation réelle du système pour chacun d'eux, de manière à calculer les compensations annuelles comme si cet instantané était le seul pris en compte, puis en calculant la moyenne pondérée des compensations ainsi obtenues pour l'ensemble des instantanés représentatifs.

Enfin, les écarts de compensation entre les valeurs calculées ex post et celles calculées ex ante doivent être déterminés comme la différence entre ces deux résultats. Ces écarts peuvent être intégrés dans un fonds de déviation, calculé séparément pour chaque zone de GR, et cumulant sur plusieurs années les écarts positifs et négatifs de la compensation nette perçue par cette zone. Le montant du fonds de déviation pour chaque pays est également actualisé annuellement, le paiement à recevoir ou à effectuer par cette zone

Document	Procédure d'application du tarif de transport régional d'électricité- Annexe 3 : Preuve de concept (POC) pour la sélection des instantanés d'archétype dans le cadre de l'APM-IGOC.	
Révision	1.0	
Code d'identification	PATTRE-A3	

au titre de l'année considérée correspondant à 1/n du solde cumulé de ce fonds à cette date. Ces ajustements sont appliqués selon une approche de fenêtre glissante, afin de les rendre autant que possible indépendants des décisions d'exploitation les plus récentes prises par les agents au sein de chaque zone de GR, tout en atténuant les variations des compensations nettes effectivement appliquées par rapport à celles calculées en amont et communiquées aux zones de GR.

Ⓢ