



**Guide d'utilisation du fichier de**

**Comptabilité  
analytique**

**des tarifs 2025**

## Table des matières

<b>I.</b>	<b>Introduction et présentation générale</b> .....	<b>8</b>
<b>1</b>	<b>Principes relatifs au fichier de comptabilité analytique</b> .....	<b>8</b>
1.1	Généralités .....	8
1.2	Bases de calcul .....	8
1.2.1	Coûts effectifs, principe de l'année de référence (« année de base ») et valeurs prévisionnelles .....	8
1.2.2	Définition des périodes considérées .....	9
1.2.3	Taux d'intérêt applicables .....	10
<b>2</b>	<b>Fichiers web : utilisation et indications</b> .....	<b>11</b>
2.1	Versions Excel précédentes .....	11
2.2	Utilisation des fichiers web et principales fonctions .....	11
2.3	Dynamique des formulaires .....	11
2.4	Champs vides ou absence de saisie .....	11
<b>3</b>	<b>Questions et assistance</b> .....	<b>11</b>
<b>II.</b>	<b>Explications relatives aux diverses parties du fichier (formulaires)</b> .....	<b>12</b>
<b>1</b>	<b>Données de l'entreprise (fichier de comptabilité analytique, chapitre 1)</b> .....	<b>12</b>
1.1	Coordonnées (fichier de comptabilité analytique, formulaire 1.1) .....	12
1.1.1	Aperçu et version .....	12
1.1.1.1	Généralités .....	12
1.1.1.2	Degré de détail des relevés : version complète ou version light .....	12
1.1.2	Renvoi de la page « Coordonnées » .....	12
1.1.3	Entreprise gérante .....	13
1.1.4	Personne de contact pour renseignements .....	13
1.1.5	Autres activités de l'entreprise .....	13
1.1.6	Présentation des comptes .....	13
1.1.6.1	Généralités .....	13
1.1.6.2	Comptes annuels de réseau .....	14
1.2	Structure du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 1.2) .....	14
1.2.1	Aperçu .....	14
1.2.2	Niveau de réseau propre le plus élevé .....	15
1.2.3	Clients revendeurs .....	15
1.2.4	Points de mesure .....	15
1.2.5	Destinataires de factures .....	16
1.2.6	Communes approvisionnées .....	16
1.2.7	Soutirage des clients finaux .....	16
1.3	Régulation Sunshine (fichier de comptabilité analytique, formulaire 1.3).....	17
1.3.1	Utilisation des données .....	17
1.3.2	Qualité des prestations .....	17
1.3.3	Coûts du réseau .....	17
1.3.4	Contributions CRR et CCR .....	18
1.3.5	Publication de l'appartenance à un groupe dans le cadre des évaluations Sunshine	
	18	
<b>2</b>	<b>Infrastructure (fichier de comptabilité analytique, chapitre 2)</b> .....	<b>18</b>
2.1	Aperçu des installations (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.1).....	18
2.1.1	Déclaration des installations nécessaires à l'exploitation .....	19
2.1.2	Droits d'utilisation .....	19
2.1.3	Investissements .....	19
2.1.4	Valeurs de la comptabilité financière et immobilisations régulateurs .....	19
2.1.5	Fonds pour financements spéciaux .....	20
2.1.6	Éclairage public .....	20
2.1.7	Acquisition de réseaux après 1999 .....	20
2.1.8	Données techniques .....	21
2.1.8.1	Tracés des tubes HT, MT et BT .....	21



2.1.8.2	Câbles de raccordement d'immeuble .....	21
2.1.8.3	Lignes aériennes .....	21
2.1.8.4	Sous-stations .....	21
2.1.8.5	Transformation NR 5 .....	21
2.1.8.6	Points de mesure.....	21
2.2	Valeur historique (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.2).....	22
2.2.1	Remarques préliminaires.....	22
2.2.1.1	Immobilisations selon leur évaluation historique .....	22
2.2.1.2	Version complète vs version light.....	22
2.2.1.3	Principe de l'année de base et période de référence pour les amortissements ....	22
2.2.1.4	Entrées et sorties.....	22
2.2.2	Relation entre les immobilisations régulateurs et les valeurs de la comptabilité financière .....	23
2.2.3	Coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire.....	23
2.2.4	Projets et coûts de projet.....	23
2.2.5	Coûts d'entretien et investissements de remplacement.....	24
2.2.6	Installations en construction .....	24
2.2.7	Prix d'achat.....	25
2.2.8	Coûts de transaction et coûts accessoires des installations .....	25
2.2.9	Terrains.....	26
2.2.10	Activation des prestations propres .....	26
2.2.11	Paiements de tiers, aides à l'investissement et paiements pour le renforcement du réseau .....	27
2.2.12	Ventilation des immobilisations .....	27
2.2.13	Traitement des sous-stations / stations transformatrices.....	27
2.2.14	Principes d'intégration d'autres positions dans les immobilisations régulateurs...	27
2.2.15	Amortissements.....	28
2.3	Valeur synthétique (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.3) .....	29
2.3.1	Remarques préliminaires.....	29
2.3.2	Évaluation et justificatifs pour les installations évaluées avec la méthode synthétique .....	30
2.3.2.1	Conditions préalables .....	30
2.3.3	Valeurs unitaires ou prix de remplacement .....	30
2.3.4	Indexation rétroactive et indices admissibles .....	31
2.3.5	Déduction individuelle de 20 % selon l'art. 13, al. 4, OApEI .....	31
2.3.6	Évaluation synthétique d'installations entières et de parties délimitées d'installation 31	
2.3.7	Valeurs estimées .....	31
2.4	Valeur du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.4).....	31
2.5	Contributions CRR et CCR (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.5) .....	32
<b>3</b>	<b>Coûts du réseau (fichier de comptabilité analytique, chapitre 3).....</b>	<b>32</b>
3.1	Généralités (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.1).....	32
3.1.1	Aperçu .....	32
3.1.2	Pertes actives .....	32
3.1.3	Énergie réactive.....	33
3.1.4	Situations dites de « pancaking » à éviter.....	33
3.2	Calcul des différences de couverture du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.2).....	34
3.2.1	Généralités concernant le formulaire .....	34
3.2.2	Calcul et déclaration dans la comptabilité analytique .....	34



3.2.3	Directives de l'EICom concernant les différences de couverture .....	34
3.2.3.1	Généralités .....	34
3.2.3.2	Réduction des différences de couverture .....	35
3.2.4	Découverts de couverture .....	35
3.2.5	Rémunération des différences de couverture .....	36
3.2.6	Moment du calcul des différences de couverture.....	36
3.2.7	Calcul des différences de couverture par niveau de réseau .....	38
3.2.8	Présentation des coûts du capital (position 100).....	38
3.2.8.1	Bases légales et principes généraux.....	38
3.2.8.2	Présentation des amortissements théoriques (position 100.1) .....	38
3.2.8.3	Présentation des intérêts théoriques pour les réseaux (position 100.2).....	38
3.2.8.4	Présentation des intérêts théoriques pour les installations en construction (position 100.3).....	39
3.2.9	Présentation des coûts d'exploitation (position 200).....	39
3.2.9.1	Bases légales et principes généraux.....	39
3.2.9.2	Imputation des coûts et répartition .....	39
3.2.9.3	Facturation interne.....	40
3.2.9.4	Utilisation d'infrastructures (de réserve) par des tiers.....	41
3.2.9.5	Marketing, publicité et sponsoring .....	42
3.2.9.6	Charges d'intérêts sur les fonds étrangers.....	42
3.2.9.7	Coûts d'exploitation et de capital des systèmes de mesure .....	42
3.2.10	Exploitation des réseaux (position 200.1a) .....	42
3.2.11	Entretien des réseaux (position 200.2).....	42
3.2.12	OSTRAL (position 200.1b) .....	43
3.2.13	Autres coûts (position 200.3).....	43
3.2.14	Pertes actives des réseaux propres (position 200.4) .....	43
3.2.15	Coûts des réseaux amont (position 300).....	43
3.2.16	Coûts des services-système et de la réserve d'électricité (position 400).....	43
3.2.17	Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage (position 500) .....	44
3.2.17.1	Généralités .....	44
3.2.17.2	Coûts des systèmes de mesure intelligents (position 510).....	44
3.2.17.2.1	Coûts des autres instruments de mesure et d'information .....	45
3.2.17.2.2	Amortissements théoriques pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.1 et 520.1) .....	45
3.2.17.2.3	Intérêts théoriques pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.2 et 520.2) .....	45
3.2.17.2.4	Prestations de mesure pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.3 et 520.3) .....	45
3.2.17.2.5	Autres coûts pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.4 et 520.4) .....	46
3.2.17.3	Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (position 530) .....	46
3.2.18	Coûts administratifs (position 600) .....	46
3.2.18.1	Administration et distribution (positions 600.1 et 600.2) .....	46
3.2.18.2	Intérêts théoriques du FRN nécessaire à l'exploitation (position 600.3).....	47
3.2.18.2.1	Bases légales et directives de l'EICom .....	47
3.2.18.2.2	Intérêts théoriques du FRN (600.3) .....	48
3.2.18.3	Contrôle étatique des installations (position 600.5) .....	48
3.2.18.4	Coûts des mesures d'innovation et de sensibilisation en matière de réduction de la consommation (positions 600.7 et 600.8) .....	48
3.2.18.4.1	Coûts des mesures innovantes (position 600.7) .....	48



3.2.18.4.2	Coûts de sensibilisation en matière de réduction de la consommation (position 600.8)	49
3.2.18.5	Impôts directs (position 700)	49
3.2.18.5.1	Généralités	49
3.2.18.5.2	Impôt direct, calcul de l'impôt théorique	49
3.2.18.5.3	La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ne constitue pas un coût imputable	50
3.2.18.5.4	Les impôts latents ne constituent pas de coûts imputables	50
3.2.18.6	Impôts directs (position 700)	50
3.2.18.7	Taxes et prestations aux collectivités publiques et supplément de réseau selon l'art. 35 LEn (positions 750 et 800)	51
3.2.19	Autres produits et revenus (position 900)	52
3.2.19.1	Autres coûts facturés individuellement (position 900.1)	52
3.2.19.2	Autres résultats d'exploitation (position 900.2)	52
3.2.19.3	Prestations propres activées (position 900.3)	53
3.2.20	Affectation des différences de couverture (position 1000)	53
3.2.21	Revenus à présenter (formulaire 3.2 / différences de couverture, p. 2)	53
3.2.22	Adaptations décidées par l'EICom (ou par des instances supérieures)	54
3.2.23	Autres différences de couverture	54
3.2.24	Aperçu des différences de couverture	54
3.3	Calcul des coûts (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.3)	54
3.3.1	Généralités	54
3.3.2	Explications relatives aux positions de coûts et de revenus	56
3.3.2.1	Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage (position 500)	56
3.3.2.1.1	Systèmes de mesure intelligents et autres systèmes de mesure et d'information (positions 510 et 520)	56
3.3.2.1.2	Prestations de mesure pour les systèmes de mesure intelligents (position 510.3)	56
3.3.2.1.3	Autres coûts des systèmes de mesure intelligents (position 510.4)	56
3.3.2.2	Coûts des autres systèmes de mesure et d'information (Position 520)	57
3.3.2.2.1	Prestations de mesure pour les autres systèmes de mesure et d'information (position 520.3)	57
3.3.2.2.2	Autres coûts des autres systèmes de mesure et d'information (position 520.4)	57
3.3.2.3	Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (position 530)	57
3.3.3	Coûts des mesures innovantes (position 600.7)	57
3.3.4	Impôts directs (position 700)	57
3.3.4.1	Taxes et prestations aux collectivités publiques ainsi que supplément de réseau selon l'art. 35 LEn (positions 750 et 800)	57
3.3.4.2	Autres coûts facturés individuellement (position 900.1)	57
3.3.4.3	Autres résultats d'exploitation (position 900.2)	57
3.3.4.4	Affectation des différences de couverture (position 1000)	58
3.4	Aperçu des charges (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.4)	58
3.4.1	Aperçu	58
3.4.2	Positions du compte de résultat	59
3.4.2.1	Structure du formulaire	59
3.4.2.1.1	Aperçu	59
3.4.2.1.2	Clé de répartition	59
3.4.2.1.3	Dernier exercice clôturé	60
3.4.2.2	Produits / revenus selon le compte de résultat	60



3.4.2.3	Charges selon le compte de résultat.....	61
3.4.2.4	Différences prévisionnelles modifiant les coûts.....	61
3.5	Report des coûts (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.5).....	62
3.5.1	Généralités concernant le formulaire .....	62
3.5.2	Coûts par niveau de réseau, après report et attribution directe des coûts .....	62
3.5.3	Soutirage prévisionnel .....	62
3.6	Fonds de roulement net (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.6).....	62
3.6.1	Eléments constitutifs du FRN .....	62
3.6.2	FRN : rémunération des réserves de liquidités jusqu'au règlement des factures..	63
3.6.3	Calcul de la base du FRN.....	63
3.6.4	Rémunération .....	64
3.6.4.1	Rémunération du FRN sur une base annuelle .....	64
3.6.4.2	Calcul.....	64
<b>4</b>	<b>Revenus du réseau (fichier de comptabilité analytique, chapitre 4).....</b>	<b>64</b>
4.1	Structure tarifaire (fichier de comptabilité analytique, formulaire 4.1) .....	65
4.1.1	Généralités et bases légales .....	65
4.1.1.1	Généralités .....	65
4.1.1.2	Bases légales .....	65
4.1.2	Thèmes particuliers .....	66
4.1.2.1	Tarifs pour les immeubles qui ne sont pas utilisés toute l'année .....	66
4.1.2.2	Modèles tarifaires nouveaux et dynamiques .....	66
4.1.3	Saisie de la structure tarifaire .....	66
4.1.3.1	Généralités .....	66
4.1.3.2	Période de référence pour les revenus provenant des rémunérations pour de l'utilisation du réseau .....	67
4.1.3.3	Quantités .....	67
4.1.3.4	Composantes des services-systèmes et coûts de la réserve d'électricité .....	67
4.1.3.5	Tarifs réduits en raison de contrats de concession .....	68
4.2	Revenus prévisionnels des rémunérations de l'utilisation du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 4.2) .....	68
4.3	Structure tarifaire effective (fichier de comptabilité analytique, formulaire 4.3).....	69
4.4	Revenus effectifs des rémunérations de l'utilisation du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 4.4) .....	69
<b>5</b>	<b>Énergie.....</b>	<b>69</b>
5.1	Calcul des différences de couverture de l'énergie (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.1).....	69
5.1.1	Généralités et pratique de l'EICOM.....	69
5.1.1.1	Aperçu .....	69
5.1.1.2	Rémunération autorisée : WACC du réseau .....	70
5.1.1.3	Les produits comprenant de l'énergie renouvelable doivent aussi être déclarés ..	70
5.1.1.4	Méthode du prix moyen et attribution prioritaire aux énergies renouvelables.....	70
5.1.1.5	Principes de détermination des prix de revient .....	71
5.1.1.6	Coûts et bénéfice de la distribution d'énergie dans l'approvisionnement de base	72
5.1.2	Prix de revient de la fourniture d'énergie (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.1).....	73
5.2	Prix de revient et changement dans la clientèle (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.2).....	74
5.2.1	Prix de revient.....	74
5.2.2	Changement dans la clientèle .....	74
5.2.3	Structures inhabituelles d'entreprise .....	74



5.3	Revenus prévisionnels de l'énergie (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.3).....	75
5.4	Grande hydraulique (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.4) .....	75
5.5	Attribution prioritaire des énergies renouvelables selon l'art. 5, al. 5 <sup>bis</sup> , LApEI (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.5) .....	76
<b>6</b>	<b>Téléchargement de documents supplémentaires</b> .....	<b>76</b>
<b>7</b>	<b>Envoi de la feuille « Coordonnées » signée à l'EICom</b> .....	<b>76</b>

# I. Introduction et présentation générale

## 1 Principes relatifs au fichier de comptabilité analytique

### 1.1 Généralités

La saisie standardisée des coûts destinée au calcul des tarifs 2025 à l'attention de l'EICoM est un moyen essentiel d'obtenir la transparence requise par la loi sur l'approvisionnement en électricité. L'objectif d'une telle saisie est de fournir à l'EICoM les éléments sous-jacents aux coûts de réseau et aux coûts de revient (énergie) imputables et, de ce fait, les bases des tarifs 2025. Le fichier de relevé des données permet de transmettre les données sous une forme uniforme et pratique. En outre, grâce à ce fichier, on obtient une synthèse de la totalité des charges, coûts, produits et bases de calcul.

Les gestionnaires de réseau doivent présenter leurs coûts de réseau et coûts de revient (énergie), soit les bases de calcul des tarifs 2025. Les dispositions de la législation sur l'approvisionnement en électricité ainsi que les directives, les communications et la pratique de l'EICoM (en particulier ses décisions) doivent être prises en compte. Les formulaires sont conçus de manière à refléter au mieux la pratique de l'EICoM. Cependant, le fait d'établir une comptabilité analytique n'implique pas en soi un contrôle individuel des coûts de réseau et des coûts de revient (énergie). On ne saurait donc conclure automatiquement, suite à une déclaration, que l'EICoM approuve les coûts.

Les gestionnaires de réseau sont tenus d'établir une comptabilité analytique et de la présenter à l'EICoM chaque année (art. 11, al. 1, LApEI). L'EICoM surveille le respect des dispositions de la LApEI (art. 22, al. 1, LApEI). Les entreprises du secteur de l'électricité ont l'obligation de mettre les informations nécessaires à disposition (art. 25, al. 1, LApEI). Les informations sont demandées en particulier dans l'optique du respect des art. 6, 10, 14 et 15 LApEI et des dispositions d'exécution correspondantes de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

L'EICoM peut utiliser les données transmises par un gestionnaire de réseau dans le cadre d'une procédure au sens de la LApEI. Le recours aux données est communiqué au gestionnaire de réseau.

### 1.2 Bases de calcul

#### 1.2.1 Coûts effectifs, principe de l'année de référence (« année de base ») et valeurs prévisionnelles

L'« année de base » (ou « année de référence ») correspond au dernier exercice bouclé précédant la période de calcul concernée. Les tarifs sont calculés sur la base des coûts et des revenus effectifs du dernier exercice bouclé (année de base) précédant la période de calcul. Les charges et produits sur lesquels se base le calcul des coûts pour la rémunération de l'utilisation du réseau doivent provenir du compte de résultat faisant partie des comptes annuels visés à l'art. 11, al. 1, LApEI.

En cas de modification sensible des coûts par rapport à ceux de l'année de base, il est exceptionnellement possible d'indiquer des valeurs prévisionnelles dans ses propres coûts. On peut tenir compte de telles valeurs prévisionnelles lorsque l'événement qui a causé la modification des coûts est fondamentalement identifié au moment du calcul des tarifs et qu'il est possible d'estimer le montant de la modification de manière fiable. Les valeurs prévisionnelles qui anticipent une baisse des coûts doivent être prises en compte de la même manière que les prévisions à la hausse. De manière générale, il faut recourir aux valeurs prévisionnelles pour les coûts des réseaux amont, des services-système et de la réserve d'hiver, ainsi que de l'achat d'énergie.



L'année 2023 constitue l'année de base pour les tarifs 2025, qui doivent être calculés en 2024. On se réfère à l'année de base notamment pour les données relatives au réseau propre (charges ou coûts, produits ou revenus et données techniques) de même que pour la production propre d'énergie.

### 1.2.2 Définition des périodes considérées

Période de relevé des données = t	La période de relevé des données correspond à l'année durant laquelle le relevé est effectué. En conséquence, la période de relevé des données 2024 couvre la période comprise entre mai 2024 et le 31.08.2024 (ou environ fin 2024 si l'EICOM exige des corrections en raison de défauts ou lacunes dans la base de données transmise.
Année tarifaire = t+1	L'année tarifaire compte douze mois et court du 1.01. au 31.12. de l'année civile correspondante. Ainsi, les tarifs appliqués du 1.01.2025 au 31.12.2025 sont définis durant la période de relevé des données 2024.
Dernier exercice bouclé = t-1	Le dernier exercice bouclé comprend soit la période courant du 1.01. au 31.12. (si l'on utilise le calendrier civil), soit la période comprise entre le 1.10. et le 30.09. (si l'on recourt à l'année hydrologique) de l'année précédant la période de relevé des données. Ainsi, durant la période de relevé des données 2024, on recense les chiffres de l'exercice comptable du 1.01. au 31.12.2023 ou du 1.10.2022 au 30.09.2023.
Année de base = t-1	L'année de base sur laquelle se fondent les tarifs correspond au dernier exercice bouclé (cf. ci-dessus). Au cours de la période de relevé des données 2024, on recense donc les chiffres de l'année de base 2023 ou 2022/23. L'année de base sert au calcul des tarifs, elle peut également contenir de valeurs prévisionnelles.
Fichier de comptabilité analytique = t+1	Le fichier de comptabilité analytique est établi chaque année. Il constitue la base des tarifs de l'année suivante. Le fichier de comptabilité analytique de la période de relevé des données 2024 est donc celui sur lequel se base le calcul des tarifs 2025. L'expression « comptabilité analytique 2025 » désigne la comptabilité analytique sur laquelle reposent les tarifs 2025.
Différences de couverture = t-1	On calcule les différences de couverture de la dernière année tarifaire. Les revenus effectifs et les coûts effectifs du dernier exercice bouclé constituent la base de ce calcul. Dans la période de relevé des données 2024, on calcule donc les différences de couverture de l'année tarifaire 2023, soit les « différences de couverture 2023 ».
Période de calcul = t+1	La période de calcul se rapporte à l'année tarifaire pour laquelle les tarifs sont calculés. La période de calcul pour les tarifs 2025 est donc la période de calcul 2025.
Période de référence	La période de référence se rapporte généralement à une année écoulée (exercice ou année de référence). Elle est comprise entre le 1.01. et le 31.12. (année civile) ou entre le 1.10. et le 30.09. (année hydrologique).



Valeurs effectives	Les valeurs effectives renvoient à des variables et des quantités basées sur des valeurs réelles démontrables (p. ex. les charges d'exploitation ou les produits figurant effectivement dans la comptabilité financière, les quantités effectivement vendues ou effectivement achetées). Si des valeurs effectives sont demandées, il n'est pas permis de présenter des valeurs prévisionnelles (sauf demande explicite).
Valeurs prévisionnelles	La notion de valeurs prévisionnelles se rapporte à des variables et des quantités reposant sur des attentes pour le calcul des futurs tarifs. Ces valeurs prévisionnelles peuvent se référer à l'année de base ou exceptionnellement émaner d'estimations. Elles ne peuvent donc intervenir que pour des tarifs futurs et jamais pour la déclaration des coûts effectifs.

### 1.2.3 Taux d'intérêt applicables

Taux d'intérêt pour le patrimoine nécessaire à l'exploitation = base pour les tarifs 2025 (réseau)	Le taux d'intérêt appliqué au <i>patrimoine nécessaire à l'exploitation</i> fondé sur l'année de base (c'est-à-dire les intérêts théoriques sur les immobilisations réglementaires et le fonds de roulement net) correspond au taux d'intérêt pour les tarifs calculés dans la période de calcul. Pour les tarifs 2025, il faut donc utiliser le coût moyen pondéré du capital (WACC) 2025.
Taux d'intérêt pour le patrimoine nécessaire à l'exploitation = base pour les tarifs 2025 (énergie)	Le taux d'intérêt appliqué au <i>patrimoine nécessaire à l'exploitation</i> fondé sur l'année de base (c'est-à-dire les intérêts théoriques sur les immobilisations réglementaires) dans le cadre du calcul des coûts de revient de l'énergie issue de la production propre et des intérêts sur le patrimoine supplémentaire nécessaire à l'exploitation correspond, pour les tarifs 2025, au WACC de la production de l'année 2024 (pour simplifier). L'EI-Com a décidé d'appliquer au WACC de la production visée dans la législation sur l'approvisionnement en électricité le taux fixé chaque année par le DETEC pour le WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique (cf. directive « WACC de la production » de l'EICom).
Taux d'intérêt pour le patrimoine nécessaire à l'exploitation = base pour le calcul des différences de couverture 2023	Le taux d'intérêt appliqué au <i>patrimoine nécessaire à l'exploitation</i> (c'est-à-dire les intérêts théoriques sur les immobilisations réglementaires et le fonds de roulement net) pour le calcul des différences de couverture 2023 des tarifs 2023 (= <i>calcul rétroactif 2023</i> ), correspond au WACC en vigueur pour ces tarifs. Le « WACC 2023 » s'applique donc pour calculer les différences de couverture 2023 des tarifs 2023.
Taux d'intérêt pour l'intérêt des différences de couverture	Pour le calcul de l'intérêt du <i>solde de différences de couverture du réseau et de l'énergie (soumis à intérêts)</i> , le WACC du réseau de l'année tarifaire suivant la période de relevé des données (t+2) est déterminant. Ainsi, le WACC de l'année tarifaire 2025 (« WACC 2025 ») s'applique au calcul des intérêts sur les différences de couverture de 2023, qui sont calculées durant la période de relevé des données 2024.



## 2 Fichiers web : utilisation et indications

### 2.1 Versions Excel précédentes

À partir du relevé des données 2021, les anciens fichiers Excel sont remplacés par des formats xlm. Une version des anciens fichiers Excel sera également disponible en 2024 (comptabilité analytique pour les tarifs 2025). Les formulaires Excel ne seront toutefois plus traduits ni révisés chaque année - ce sont les formulaires en ligne qui sont valables et qui doivent être transmis.

### 2.2 Utilisation des fichiers web et principales fonctions

Ces fonctions sont décrites dans le guide de l'utilisateur ((cf. [Commission fédérale de l'électricité ElCom](#) > [Thèmes](#) > [Prix de l'électricité](#) > [EDES - Système de livraison de données ElCom](#)).

### 2.3 Dynamique des formulaires

Les formulaires sont conçus de manière telle que vous ne devez remplir que ce qui est nécessaire pour votre entreprise. À cet effet, des questions individuelles vous sont posées pour commencer puis, sur la base de vos réponses, les champs ou les pages de formulaire à remplir sont appelés.

Par exemple, lorsque vous saisissez la situation de votre entreprise sur la page « structure du réseau », le fichier est automatiquement adapté et les formulaires ou parties de formulaires non pertinentes pour vous sont masquées. Attention : si des modifications sont apportées ultérieurement, les données figurant dans les tableurs (des formulaires) sont effacées.

Vos données de base permettent également de définir si vous devez remplir un fichier de comptabilité analytique « complet » ou « light ». S'il vous faut remplir la version « light » du fichier, vous avez toutefois la possibilité de remplir un fichier « complet ». Pour ce faire, cochez la case correspondante (formulaire Coordonnées).

Veuillez noter que les formulaires basés sur le web arrondissent parfois le nombre de chiffres affichés. Comme Excel arrondit également les chiffres qui ne sont pas affichés, il peut arriver que de petites différences d'arrondi apparaissent entre les deux formats.

### 2.4 Champs vides ou absence de saisie

Si vous n'avez pas de donnée à saisir dans un champ obligatoire, veuillez toujours y inscrire le chiffre 0. Sinon, on ne verra pas clairement si vous ne souhaitez pas introduire de donnée, si vous avez manqué le champ de saisie ou si vous ne disposez pas de données pour les valeurs demandées. Si un champ obligatoire reste vide, vous pouvez certes continuer de remplir le formulaire, mais en raison du contrôle effectué plus tard, vous ne pourrez pas envoyer le formulaire rempli de manière incomplète.

## 3 Questions et assistance

Vous trouverez des informations supplémentaires quant à l'utilisation des différents fichiers web dans le User-Guide concernant les relevés des données de l'ElCom : [User-Guide.pdf](#).

N'hésitez pas à nous contacter si vous avez des questions. Nous sommes volontiers à votre disposition aux heures usuelles de bureau (058 462 50 97) ou par courriel : <mailto:data@elcom.admin.ch>



## **II. Explications relatives aux diverses parties du fichier (formulaires)**

### **1 Données de l'entreprise (fichier de comptabilité analytique, chapitre 1)**

#### **1.1 Coordonnées (fichier de comptabilité analytique, formulaire 1.1)**

##### **1.1.1 Aperçu et version**

###### **1.1.1.1 Généralités**

Le formulaire « Coordonnées » doit être rempli par tous les gestionnaires de réseau. Comme la solution web du fichier accède aux données de base, il vous suffit d'introduire quelques informations supplémentaires. Veuillez toutefois noter que si des informations sont incorrectes, il vous faut les rectifier dans les données de base.

###### **1.1.1.2 Degré de détail des relevés : version complète ou version light**

En fonction des caractéristiques attribuées par l'EiCom, la solution basée sur le web vous soumet soit la version complète, soit la version light du fichier. Si vous faites partie du groupe de la version light, vous pouvez compléter la version intégrale. Ce droit n'existe toutefois pas dans l'autre sens.

###### **1.1.2 Renvoi de la page « Coordonnées »**

La page « Coordonnées » doit être imprimée et envoyée à l'EiCom munie d'une signature juridiquement valable. Vous pouvez imprimer la feuille en sélectionnant « Autres » > « PDF » dans la barre de commande en bas du formulaire en ligne. Cette fonction vous permet de générer un document PDF du formulaire rempli. Veuillez ne sélectionner que les deux premières pages du formulaire pour l'impression (en prêtant attention à la pagination du document PDF).

Veuillez indiquer la fonction ou la position de la personne qui signe. Si votre entreprise n'est pas inscrite au Registre du commerce, vous voudrez bien fournir les documents adéquats prouvant que le ou la signataire est habilité à signer. Merci de joindre cette pièce justificative au formulaire « Coordonnées » dûment signé.

Par votre signature, vous confirmez avoir pris connaissance de la directive 1/2020 de l'EiCom, « Comptabilité analytique (calcul des coûts) : présentation et adaptation rétroactive » (accessible sous [www.el-com.admin.ch](http://www.el-com.admin.ch) > Documentation > Directives). Votre signature confirme en outre de manière juridiquement contraignante l'exhaustivité et l'exactitude des données introduites dans la comptabilité analytique.

Le formulaire « Coordonnées » doit être envoyé, dûment rempli et signé, à l'adresse suivante : EiCom, « Comptabilité analytique », Christoffelgasse 5, 3003 Berne.



### 1.1.3 Entreprise gérante

Veillez remplir ce domaine si votre entreprise n'est pas gérée par vous-même, mais par une autre entreprise (p. ex. la société-mère ou, dans le domaine public, l'administration communale).

### 1.1.4 Personne de contact pour renseignements

Veillez indiquer ici la personne de contact pour toutes questions. Par exemple, indiquez quelle personne est compétente si vous ne remplissez pas vous-même les formulaires et confiez cette tâche à un partenaire externe (société fiduciaire ou société de conseil). En un tel cas, veuillez compléter vos indications par le nom et l'adresse de l'entreprise correspondante.

### 1.1.5 Autres activités de l'entreprise

Veillez indiquer ici les autres domaines dans lesquels votre entreprise est active. Si votre entreprise est une entreprise multifluide, mentionnez les domaines dans lesquels vous opérez (approvisionnement en gaz, approvisionnement en eau, services de télécommunication, etc.).

Merci de préciser également si vous êtes actif dans le commerce de l'électricité, sachant que l'ECom définit le commerce de l'électricité comme l'activité d'une entreprise consistant à acheter et à vendre de l'énergie électrique sur le marché de gros. En l'occurrence, cela ne comprend pas la distribution sur le marché de détail, où sont achetés et vendus des produits destinés aux consommateurs finaux ou aux clients revendeurs (« approvisionnement destinés à la distribution »).

Indiquez en outre si vous proposez des prestations à des tiers, par exemple des prestations dans le domaine du bâtiment et de l'étude de projets (activité de construction), des prestations d'entretien, de réalisation et d'exploitation d'installations de réseau ou des prestations dans le domaine des services (p. ex. tenue de la comptabilité ou facturation pour d'autres gestionnaires de réseau, etc.).

En répondant aux questions « Avez-vous à la fois des clients réseau et énergie ? \* », les formulaires que vous devez envoyer dans votre situation personnelle sont libérés. En d'autres termes, ce n'est qu'après avoir répondu à cette question que les formulaires nécessaires seront activés.

### 1.1.6 Présentation des comptes

#### 1.1.6.1 Généralités

Veillez indiquer si vous utilisez une comptabilité commerciale, c'est-à-dire si votre comptabilité repose sur le système de la comptabilité en partie double. Toutes les normes comptables hormis la comptabilité simple du type « carnet du lait » reposent sur la comptabilité double. Répondez également par oui si vous utilisez le MCH.

Si vous avez répondu par l'affirmative à la question de la comptabilité commerciale, veuillez indiquer dans le champ suivant, au moyen du menu déroulant, selon quelles normes comptables vous clôturez vos comptes (p. ex. présentation des comptes selon le code des obligations, MCH 1 ou MCH 2, autre tenue des comptes et compte d'administration de droit public, Swiss GAAP FER, IFRS, etc.). *Veillez indiquer ici les prescriptions sur lesquelles reposent vos comptes annuels de réseau (c'est-à-dire la clôture individuelle) et non pas les prescriptions que vous respectez lors de l'établissement des états financiers consolidés ou à d'autres fins.*



Si votre présentation des comptes ne repose pas sur le système de la comptabilité double, cliquez « non ». Un nouveau champ s'ouvre alors : veuillez y esquisser brièvement comment vous tenez vos comptes (p. ex. « comptabilité simple sous forme de tableau à deux colonnes établissant les recettes et les dépenses » ou « comptabilité simple » ou « comptabilité simple conforme aux dispositions de la loi sur les finances du canton de X complétées par les dispositions de l'ordonnance y afférente de la commune de Y »).

### **1.1.6.2 Comptes annuels de réseau**

Conformément à l'art. 11, al. 1, LApEI, les gestionnaires et les propriétaires des réseaux de distribution et des réseaux de transport établissent pour chaque réseau des comptes annuels distincts de ceux des autres secteurs d'activité. Ces comptes annuels de réseau doivent être publiés (art. 12, al. 1, LApEI en relation avec art. 10 OApEI).

Selon l'art. 10, al. 3, LApEI, les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent séparer au moins sur le plan comptable les secteurs du réseau de distribution des autres secteurs d'activité. Si vous répondez par « non » à la question correspondante, veuillez justifier de manière détaillée pourquoi vous ne pouvez pas procéder à la séparation comptable prescrite par la loi.

Les directives de EICom 3/2011 et 1/2022 (valable à partir des comptes annuels de réseau 2022) imposent des critères minimaux à l'établissement des comptes annuels de réseau ([EICom \(admin.ch\)](#) > Documentation > Directives). Ces critères doivent être respectés.

Dans un esprit de transparence, à titre d'information supplémentaire, le Secrétariat technique recommande que les excédents et/ou découverts de couverture cumulés de l'entreprise soient présentés sous la forme d'une analyse du suivi des différences de couverture (par niveau de réseau : solde initial, entrées, solde final, intérêts).

Nous vous prions de veiller à ce que les données de votre fichier de comptabilité analytique correspondent à celles de vos comptes annuels de réseau séparés pour ce qui concerne les valeurs effectives, ou du moins qu'une réconciliation des valeurs soit possible. L'EICom est habilitée à requérir les justificatifs correspondants en tout temps.

Veuillez remettre vos comptes annuels de réseau séparés par l'intermédiaire du portail des gestionnaires de réseau. Le délai imparti est également le 31 août de l'année suivant le dernier exercice clôturé.

## **1.2 Structure du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 1.2)**

### **1.2.1 Aperçu**

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Structure du réseau ». Ce dernier a deux fonctions, d'une part, il vous permet de définir le nombre de niveaux de réseau et par conséquent le nombre de cellules à remplir. Par exemple, si votre propre niveau de réseau le plus élevé (copropriétés comprises) est le niveau de réseau 5, les niveaux de réseau 2 à 4 sont désactivés sur cette page et sur les suivantes de manière à simplifier la saisie. D'autre part, l'EICom reçoit une image de la structure de votre réseau et un aperçu de vos volumes de vente durant la période de référence. La date de référence correspond habituellement à la date de clôture du bilan de votre dernier exercice financier (31.12. ou 30.09. si l'année hydrologique est retenue).



### 1.2.2 Niveau de réseau propre le plus élevé

Veillez indiquer ici le niveau de réseau le plus élevé que vous desservez ou utilisez (entre 2 et 7). Le niveau de réseau 1 est exclusivement réservé à Swissgrid et les installations du niveau de réseau 1 ont été transférées à Swissgrid conformément à l'art. 33, al. 4, LApEI.

L'attribution des diverses composantes d'installation aux différents niveaux de réseau peut varier. C'est pourquoi une question correspondante est posée en relation aux niveaux de réseau 4 et 6.

Transformation au niveau de réseau 4 : selon AES (MURD-CH, édition 2014), le niveau de réseau 4 comprend les transformateurs entre la haute et la moyenne tension, y compris les champs et jeux de barre qui y sont liés du côté de la tension supérieure et du côté de la tension inférieure. Dans des cas exceptionnels, il peut arriver que des gestionnaires de réseau aient des installations au niveau de réseau 3 mais qu'ils indiquent le niveau de réseau 4 comme niveau le plus élevé : le point de séparation entre les niveaux de réseau, dans un réseau de distribution, correspond toujours au champ. Les jeux de barre, les champs, la technique secondaire, les installations annexes et les bâtiments sont généralement attribués proportionnellement aux divers champs. C'est pourquoi il peut arriver que certains gestionnaires de réseau imputent des coûts à un jeu de barre et/ou aux champs du niveau de réseau 3 tout en considérant que le niveau de réseau 4 est le plus élevé de leur réseau propre.

Transformation au niveau de réseau 6 : le MURD de l'AES (éd. 2014) indique plusieurs variantes pour attribuer la transformation entre la tension moyenne et la basse tension au niveau de réseau 6. La variante 1 représente la variante principale. Il faut donc comprendre en conséquence la question de l'attribution posée dans le formulaire 1.2 :

- variante 1 : attribution de tous les éléments de la station transformatrice au niveau de réseau 6 ;
- variante 2 : attribution d'éléments aux niveaux de réseau 5 et 6 ou
- variante 3 : attribution d'éléments aux niveaux de réseau 5, 6 et 7.

### 1.2.3 Clients revendeurs

Veillez indiquer si vous fournissez des revendeurs. Notez qu'un gestionnaire de réseau qui est simplement raccordé à votre réseau n'est pas ipso facto un client revendeur de votre réseau. Pour correspondre à ce statut, il faut que vous livriez effectivement ce client en énergie.

Le nombre de clients revendeurs ne comprend que les revendeurs directement livrés au niveau de réseau visé. Les clients revendeurs de vos clients revendeurs ne doivent donc pas être comptés.

Le soutirage des revendeurs correspond à la quantité d'énergie (MWh) que vous avez facturée à vos clients revendeurs.

### 1.2.4 Points de mesure

Par « point de mesure », on entend le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure ou enregistre le flux d'énergie injecté ou soutiré (art. 2, al. 1, let. c, OApEI). Ainsi, il faut indiquer tous les points de mesure de vos consommateurs finaux et des points de livraison de vos clients revendeurs, mais pas les points de mesure internes au réseau.

En l'occurrence, donc, le relevé couvre les points de mesure (soit les points de mesure de consommation) sans mesures internes (mesures d'exploitation), contrairement au point 2.1.8.6, où tous les points de mesure (y compris les mesures d'exploitation internes) font l'objet d'un relevé.



### 1.2.5 Destinataires de factures

L'EICoM définit la notion de « destinataire de factures » en référence à la définition du « site de consommation » mentionné à l'art. 11, al. 1, OApEI.

« Le site de consommation est le lieu d'activité d'un consommateur final qui constitue une unité économique et géographique et qui présente sa propre consommation annuelle effective, indépendamment du nombre de ses points d'injection et de soutirage. »

Le destinataire de factures (DF) est en conséquence défini comme le consommateur final d'un site de consommation.

Exemples :

<b>Maison individuelle</b> 2 compteurs (p. ex. consommation domestique et pompe à chaleur)	1 site 1 consommateur final	1 <u>Dfac</u>
<b>Immeuble locatif - avec régie externe</b> Appartements (App) 1 à 9 : locataires Locaux communs (L), entrée, garage, etc.	1 site 10 consommateurs finaux	10 <u>Dfac</u> (App 1-9 + L)
<b>Immeuble locatif - occupé par le propriétaire</b> Appartement 1 : propriétaire Appartement 2 : locataire Appartement 3 : Appartement de vacances → facture envoyée au propriétaire de la maison	1 site 2 consommateurs finaux	2 <u>Dfac</u> (App1 & App3 + App2)
<b>Succursales</b> (magasins, gares, écoles, etc.) Consommateur final gérant 5 succursales, séparées géographiquement, dans la zone de desserte d'un gestionnaire de réseau	5 sites 1 consommateur final	5 <u>Dfac</u>
<b>Agriculture</b> a. Agriculteur possédant une étable à proximité de sa maison d'habitation b. Agriculteur possédant sa maison d'habitation et un chalet d'alpage (éloignés l'un de l'autre, même zone de desserte)	1 site 1 consommateur final 2 sites 1 consommateur final	1 <u>Dfac</u> 2 <u>Dfac</u>
<b>Appartement de vacances dans la même zone de desserte</b> Consommateur final possédant ses résidences principale et secondaire dans la même zone de desserte	2 sites 1 consommateur final	2 <u>Dfac</u>

### 1.2.6 Communes approvisionnées

Les consommateurs finaux approvisionnés se répartissent sur le nombre de communes à mentionner ici (sans les clients revendeurs). Si vous livrez la commune A et en outre des clients dans deux communes voisines B et C, indiquez le nombre de 3 communes livrées (A, B et C).

### 1.2.7 Soutirage des clients finaux

Veuillez indiquer ici la quantité d'énergie totale que vous avez fournie aux consommateurs finaux raccordés à votre réseau au cours du dernier exercice clôturé, en MWh ; c'est-à-dire la quantité d'énergie (MWh) facturée aux consommateurs finaux aux points de livraison.



Veillez noter que le terme « consommateurs finaux » comprend en l'occurrence aussi bien les consommateurs de l'approvisionnement de base que les consommateurs finaux qui ont fait usage du libre accès au marché. Il faut toutefois exclure la quantité d'énergie fournie aux clients revendeurs qui fait l'objet d'un relevé séparé (cf. point 1.2.3). En d'autres termes, vous devez saisir ici la quantité totale d'énergie soutirée aux points de livraison, mais sans la quantité d'énergie fournie aux clients revendeurs, qui est saisie séparément.

## **1.3 Régulation Sunshine (fichier de comptabilité analytique, formulaire 1.3)**

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Régulation Sunshine ». Les questions détaillées ne concernent que les gestionnaires de réseau qui approvisionnent des consommateurs finaux au niveau de réseau 7.

### **1.3.1 Utilisation des données**

Nous vous rendons attentif au fait que certaines données collectées dans le fichier de comptabilité analytique tombent sous le coup de la régulation Sunshine. Ainsi, certaines données transmises pourront être utilisées ultérieurement pour la régulation Sunshine, dans les limites de la loi, et sont donc destinées à être publiées.

### **1.3.2 Qualité des prestations**

Concernant l'encaissement des factures, vous devez indiquer les délais habituels de paiement fixés aux clients des catégories ménages et entreprises (à partir de la date de facturation), ainsi que le nombre de rappels sans frais en cas d'arriérés de paiement. Veuillez mentionner également quelles mesures vous prenez normalement en cas de retard de paiement.

S'agissant des produits énergétiques, veuillez indiquer si vous proposez à vos clients des catégories ménages et entreprises un ou plusieurs produits énergétiques (et non pas tarifs) de qualité écologique différente. Est-il possible de combiner à souhait ces différents produits ? Quelle est la proportion d'énergies renouvelables (en %) dans votre produit standard ? La catégorie « énergies renouvelables » se réfère-t-elle aux définitions du site [Marquage de l'électricité](#) ?

Veillez indiquer si vous informez au préalable tous les clients des catégories ménages et entreprises sur les interruptions planifiées de réseau. Nous partons du principe que les interruptions sont annoncées de manière différenciée selon les groupes de clients. En l'occurrence, il nous suffit de connaître le délai de préavis appliqué aux clients de la catégorie ménages.

### **1.3.3 Coûts du réseau**

Les informations répertoriées jusqu'au relevé des données 2020 (fichier de comptabilité analytique pour les tarifs 2021) sont désormais intégrées dans les formulaires Valeurs historiques (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.2) et Valeurs synthétiques (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.3).



### **1.3.4 Contributions CRR et CCR**

Les informations répertoriées jusqu'au relevé des données 2020 (fichier de comptabilité analytique pour les tarifs 2021) sont désormais intégrées dans le formulaire Contributions CRR et CCR (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.5).

### **1.3.5 Publication de l'appartenance à un groupe dans le cadre des évaluations Sunshine**

De nombreux gestionnaires de réseau de distribution ont exprimé par le passé le souhait de connaître le nom des autres gestionnaires de réseau de distribution de leur propre groupe de comparaison (densité d'urbanisation et densité énergétique) de manière à pouvoir interpréter au mieux leurs résultats par rapport au groupe. Nous calculons la densité énergétique sur la base de données confidentielles récoltées dans le cadre de la comptabilité analytique. Votre appartenance à un groupe de comparaison ne sera publiée sur Internet qu'avec votre accord. Votre approbation concerne seulement votre appartenance à un groupe de comparaison, vos résultats individuels ne seront divulgués en aucun cas.

## **2 Infrastructure (fichier de comptabilité analytique, chapitre 2)**

### **2.1 Aperçu des installations (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.1)**

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Aperçu des installations ». Il fournit la base technique régulateur et de comptabilité financière de vos coûts de capitaux. En outre, les principaux éléments techniques de vos immobilisations régulateurs sont demandés et l'on vous pose des questions comptables générales de même que des questions sur l'évaluation de vos immobilisations régulateurs et sur l'intégration des installations dans vos immobilisations régulateurs (activation réglementaire).

Votre tableau des immobilisations régulateurs constitue la base de la déclaration et de la saisie des installations du patrimoine nécessaire à l'exploitation. L'évaluation des installations doit être conforme aux dispositions de l'art. 15, al. 3, LApEI. Une vaste jurisprudence et diverses décisions exécutoires de l'EICOM établissent les principes de l'évaluation, de l'amortissement et de l'intégration des installations dans les immobilisations régulateurs.

Veillez noter que l'EICOM peut exiger en tout temps de consulter les éléments qui fondent votre évaluation ainsi que votre tableau des immobilisations (art. 22, al. 2, let. b, LApEI en lien avec l'art. 25, al. 1 LApEI). Vous veillerez donc à conserver les documents concernant l'évaluation au-delà de la durée de conservation prévue pour les documents commerciaux (cf. art. 958f, al. 1, du code des obligations (CO, RS 220) [loi fédérale du 30 mars 1911 complétant le code civil suisse, livre cinquième : droit des obligations] de manière à ce qu'ils soient disponibles pendant toute la durée de vie réglementaire de l'installation. Lors de la reprise d'un réseau, veillez également vous assurer que ces documents peuvent être transférés avec les installations dans le cadre de la transaction.



### **2.1.1 Déclaration des installations nécessaires à l'exploitation**

Veillez indiquer ici le nombre d'installations nécessaires à l'exploitation, y compris les installations déjà amorties mais encore utilisées. En l'occurrence, il ne faut pas saisir les installations exploitées sur mandat de clients (« installations des clients ») ni les installations seulement louées.

### **2.1.2 Droits d'utilisation**

N'indiquez que des installations et des droits d'utilisation attribués à vos immobilisations régulateurs. Si vous disposez de droits d'utilisation partiels, veuillez n'indiquer que la partie qui vous revient (p. ex., si vous possédez 5 sous-stations et un droit d'utilisation de 30 % dans une sixième sous-station, indiquez 5,3).

Dans ce contexte, notez qu'il faut attribuer aux coûts d'exploitation les indemnités accordées pour l'octroi de droits et de servitudes en lien avec l'exploitation du réseau visées à l'art. 15, al. 2, let. c, LApEI. Cet article de loi est en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2019. L'EICOM n'accepte pas les servitudes et les droits d'utilisation intégrés dans les immobilisations régulateurs après cette date. Le libellé de cet article ne distingue pas les indemnités uniques des indemnités récurrentes (cf. décision de l'EICOM du 12 décembre 2019, 25-00070, ch. marg. 98 ss).

### **2.1.3 Investissements**

Indiquez le montant total des investissements du secteur du réseau, c'est-à-dire les investissements bruts avant déduction des paiements et contributions provenant de tiers (p. ex. les contributions de raccordement).

Attention : les investissements bruts comprennent les nouvelles acquisitions effectuées pendant l'année de base, y compris les investissements dans les installations en cours de construction pour lesquelles une inscription dans les immobilisations régulateurs est prévue durant l'année de planification (concernant la possibilité d'intégrer des installations ou des installations en construction, cf. 0 et 2.2.6).

### **2.1.4 Valeurs de la comptabilité financière et immobilisations régulateurs**

Le présent formulaire recueille des informations tant sur vos valeurs de la comptabilité financière que sur les valeurs de vos immobilisations régulateurs (cf. 2.1 ci-dessus).

Veillez indiquer, selon les valeurs figurant dans la comptabilité financière, la somme des coûts d'achat ou de construction de toutes les installations existantes à la fin du dernier exercice bouclé, c'est-à-dire les coûts initiaux d'achat ou de construction au jour de référence du bilan (soit les valeurs au 30.09.20xx si l'année hydrologique est retenue ou au 31.12.20xx si l'exercice correspond à l'année civile). Il s'agit donc des valeurs des immobilisations avant leur amortissement.

Indiquez ensuite si, pour l'activation des éléments patrimoniaux ou des coûts de projet dans votre comptabilité financière, vous recourez à la même limite d'activation que pour l'intégration d'installations dans les immobilisations régulateurs qui servent de base à la détermination de vos coûts de capitaux théoriques.

On vous demande également si, pour déterminer les charges activables dans votre comptabilité financière, vous utilisez les mêmes critères que pour l'intégration des coûts dans les immobilisations régulateurs (délimitation « CAPEX » et « OPEX »). Répondez par « oui » si le niveau d'activation (montant)



et les critères d'activation sont identiques dans votre comptabilité financière et pour l'intégration des valeurs dans les immobilisations réglementaires.

Dans ce contexte, on entend par « critères d'activation » les règles qui définissent comment vous procédez pour activer les coûts. Exemple : montant d'activation (100 TCHF) / critère d'activation : seuls les nouveaux investissements sont activés. Dans un tel cas, le critère d'activation empêcherait qu'un investissement de remplacement soit activé même si les dépenses à cet effet sont plus élevées que 100 TCHF.

### **2.1.5 Fonds pour financements spéciaux**

Notez que la constitution de capital en vue d'investissements et de projets spéciaux n'est pas prévue sur le plan de la régulation. Si vous prévoyez des composantes tarifaires à titre de suppléments pour de tels fonds en sus des coûts imputables au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité, vous n'êtes pas autorisé à percevoir ces suppléments sur les coûts de réseau ou de l'énergie et vous devez prévoir à cet effet une taxe au profit de la commune. À cette fin, une base légale est nécessaire.

Enfin, si des investissements dans le réseau sont financés par de tels moyens (fonds), il faut les traiter comme des contributions ou des paiements de tiers et les déduire des immobilisations réglementaires.

Veillez prêter attention au fait que les projets à risque ou les nouveaux investissements ne sont pas seulement couverts par le capital-risque que constituent les fonds propres de l'entreprise, c'est-à-dire par le « bénéfice » correspondant à la part du coût moyen pondéré du capital (WACC) rémunérant les fonds propres, mais aussi sur le plan réglementaire du point de vue de la gestion de l'entreprise. Les pertes issues de tels projets, qui dans le pire des cas échouent et sont amortis dans la comptabilité financière à charge du résultat, ne constituent donc pas en principe des coûts imputables au sens de la régulation. Elles doivent être financées par les fonds propres comme pour les entreprises sur le marché.

### **2.1.6 Éclairage public**

Selon l'art. 15, al. 1, LApEI, les coûts imputables englobent les coûts d'un réseau sûr, performant et efficace. En conséquence, les coûts qui ne remplissent pas ces conditions ne sont pas imputables. Tel est le cas par exemple de diverses activités étrangères au réseau comme l'éclairage public ou les activités administratives pour d'autres domaines d'affaires.

Si vous assumez pour la commune la responsabilité d'exploiter l'éclairage public, il s'agit d'un service qui doit être assuré « aux conditions du marché ». Si vous fournissez des prestations pour l'éclairage public avec des ressources provenant du secteur du réseau, ces prestations doivent être facturées en conséquence et le revenu doit être déduit des coûts de réseau imputables.

Notez en outre que, pour les raisons mentionnées ci-dessus, il n'est pas licite d'inscrire dans les immobilisations réglementaires les installations de l'éclairage public qui ont été financées par la commune mais qui figurent dans les immobilisations de la comptabilité financière du gestionnaire de réseau (cf. point 3.2.18.7).

### **2.1.7 Acquisition de réseaux après 1999**

Veillez indiquer si vous avez acheté des réseaux après 1999. Si tel est le cas, merci d'indiquer en outre le montant des valeurs résiduelles des réseaux acquis depuis 1999 qui entrent dans le calcul des



coûts de réseau (en se rapportant au jour de référence des immobilisations). Veuillez également dresser la liste des réseaux achetés depuis 1999 en mentionnant leurs valeurs résiduelles à la date de la reprise.

## **2.1.8 Données techniques**

### **2.1.8.1 Tracés des tubes HT, MT et BT**

Indiquez ici, indépendamment des niveaux de réseau, la longueur totale de vos tracés (simple longueur linéaire). Un tracé souterrain peut contenir un ou plusieurs tubes (bloc de tubes de câbles). La longueur du tracé correspond à la simple longueur du bloc de tubes. En règle générale, le tracé est pris en compte jusqu'à la limite de la parcelle du gestionnaire de réseau de distribution et comprend les passages sous les cours d'eau, sous les rues, etc.

### **2.1.8.2 Câbles de raccordement d'immeuble**

Indiquez la longueur des câbles entre la limite de propriété (limite de la parcelle ou point de raccordement au réseau) et la boîte de raccordement de l'immeuble. Si vous ne disposez pas des longueurs de câbles, veuillez en donner une valeur estimative et l'indiquer dans le champ « Remarques » (cf. également la Recommandation AES « Raccordement au réseau pour clients finaux jusqu'à 36 kV », édition 2013).

### **2.1.8.3 Lignes aériennes**

Indiquez la longueur des conducteurs (km de conducteur triphasé). Par exemple : 1 km de tracé en ligne aérienne MT avec 3 conducteurs correspond à 1 km de conducteur ; cf. document AES, Évaluation des réseaux de distribution suisses, édition 2007.

### **2.1.8.4 Sous-stations**

Il faut aussi traiter les composantes d'installations sur lesquelles vous ne disposez que de droits d'utilisation proportionnels (p. ex. 5.3 unités), pour autant que le droit d'utilisation ait été acquis avant le 1<sup>er</sup> juin 2019 (cf. 2.1.2). Les installations louées qui ne figurent pas dans les immobilisations n'en font pas partie (cf. 2.1.1). Veuillez indiquer la puissance installée (kVA).

### **2.1.8.5 Transformation NR 5**

S'agissant de la transformation, veuillez en outre indiquer la tension que vous transformez (p. ex. 36/11 kV).

### **2.1.8.6 Points de mesure**

Par point de mesure, on entend le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure ou enregistre le flux d'énergie injecté ou soutiré (art. 2, al. 1, let. c, OApEI). Il faut indiquer tous les points de mesure de vos clients finaux et des points de livraison de vos clients revendeurs, y compris vos points de mesure internes.

En l'occurrence, tant les points de mesure (soit les points de mesure des consommateurs) que les points de mesure internes (soit les mesures d'exploitation) sont demandés (contrairement aux demandes du point 1.2.4, où ne sont demandés que les points de mesure, à l'exclusion des points de mesure internes.



Veillez indiquer également le nombre de toutes vos mesures de la courbe de charge effectuées au moyen d'un instrument de télérelevé (cf. art. 31/, al. 1 et 2, OApEI) de même que le nombre de vos mesures répondant aux exigences de l'art. 8a et 8b OApEI.

## **2.2 Valeur historique (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.2)**

### **2.2.1 Remarques préliminaires**

#### **2.2.1.1 Immobilisations selon leur évaluation historique**

Il faut déclarer dans ce formulaire les actifs immobilisés dont l'évaluation repose sur les coûts d'achat ou de construction historiques. Les données doivent être indiquées séparément pour chaque niveau de réseau. Les coûts effectifs résultant de la construction des installations sont déterminants pour l'évaluation historique des réseaux. Le gestionnaire de réseau doit prouver ces coûts à la demande de l'EICom. La preuve que les coûts de l'installation sont liés à sa construction peuvent être documentés par exemple comme suit :

- comptes d'investissement ou bilans,
- décomptes des coûts de construction,
- contrats comprenant des données chiffrées correspondantes (p. ex. contrats de copropriété),
- justificatifs des registres fonciers prouvant les prix des biens-fonds.

#### **2.2.1.2 Version complète vs version light**

Le formulaire « Valeur historique » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau. Notez que les règles d'évaluation et d'intégration dans les immobilisations réglementaires présentées ci-après s'appliquent à tous les gestionnaires de réseau indépendamment de la version du formulaire (version complète ou version light).

#### **2.2.1.3 Principe de l'année de base et période de référence pour les amortissements**

Les valeurs des actifs immobilisés doivent être déclarées au jour de référence du bilan du dernier exercice clôturé. Les amortissements concernent généralement une période de 12 mois. De ce fait, la période de référence des amortissements devrait courir soit du 1.01. au 31.12. soit du 1.10. au 30.09.

#### **2.2.1.4 Entrées et sorties**

Il faut indiquer les coûts d'achat ou de construction historiques au jour de référence du bilan (à la fin de l'exercice ; 1<sup>er</sup> bloc du formulaire 2.2) en y ajoutant les entrées (2<sup>e</sup> bloc du formulaire 2.2) et en déduisant les sorties (3<sup>e</sup> bloc du formulaire 2.2) de l'exercice concerné.

Les entrées et les sorties de l'exercice considéré doivent être saisies en valeurs brutes, c'est-à-dire aux coûts d'achat ou de construction historiques. Nous admettons que les entrées et les sorties sont en principe traitées de la même manière dans la comptabilité analytique et dans la comptabilité financière. Si votre pratique est différente, veuillez faire état des entrées et des sorties que vous avez effectivement prises en compte dans le cadre de vos calculs. Vous voudrez bien expliquer les écarts par rapport à la comptabilité financière dans le champ réservé aux remarques.



## **2.2.2 Relation entre les immobilisations régulatrices et les valeurs de la comptabilité financière**

Le patrimoine nécessaire à l'exploitation constitue la base du calcul des coûts de capital. Il se définit par le tableau des immobilisations régulatrices. Le Tribunal fédéral a arrêté que la base déterminante du calcul des intérêts théoriques et des amortissements n'est pas la valeur comptable des installations inscrites dans la comptabilité financière mais leur valeur résiduelle selon la comptabilité analytique régulatrice.

Les dispositions du droit comptable en matière d'activation ne sont pas déterminantes s'agissant de calculer les coûts de capital imputable au sens de la LApEI (cf. art. 11, al. 1, LApEI ; art. 7 OApEI). La comptabilité analytique, où les immobilisations régulatrices doivent figurer, peut s'écarter de la comptabilité financière pour diverses raisons. Comme les valeurs comptables ne sont pas déterminantes, on ne saurait se référer à la pratique d'activation de la comptabilité financière pour déterminer les coûts de capital imputables (ATF 138 II 465, consid. 4.6.2 et 6.3.2). Selon l'art. 13, al. 2, OApEI, seuls sont considérés comme coûts d'acquisition ou de fabrication les coûts de construction des installations concernées. Ainsi, seules peuvent figurer dans les immobilisations régulatrices les installations dont les coûts sont imputables à titre de coûts du capital au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité.

La condition préalable à l'attribution de coûts aux immobilisations régulatrices est que ces coûts présentent un lien direct avec la construction des installations auxquelles ils sont imputés en tenant compte de la durée de vie. Les coûts revendiqués doivent être nécessaires à la mise en exploitation et au maintien de l'exploitation du réseau des installations concernées de sorte qu'il soit justifié de les faire porter un intérêt à titre de valeurs patrimoniales résiduelles théoriques pendant la durée de vie.

Les valeurs résiduelles de la comptabilité financière et du tableau des immobilisations régulatrices seront souvent différentes, notamment en raison des différences entre les règles d'activation de la comptabilité financière et la possibilité offerte par la législation sur l'approvisionnement en électricité d'intégrer des installations dans les immobilisations régulatrices. De plus, les durées de vie et les méthodes d'amortissement de la comptabilité financière diffèrent généralement de celles prévues par les dispositions de la législation sur l'approvisionnement en électricité.

## **2.2.3 Coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire**

Les coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire ne sont pas intégrés dans les immobilisations régulatrices. Ces coûts ne faisant pas partie de l'installation nouvellement construite, ils ne sont pas assimilables à ses coûts d'achat ou de construction (art. 15, al. 3, LApEI). Il n'est donc pas admissible que de tels coûts soient ajoutés aux coûts de capital imputables à titre de coûts initiaux d'achat ou de construction. En revanche, il est possible de les comptabiliser comme coûts d'exploitation uniques durant les exercices concernés.

## **2.2.4 Projets et coûts de projet**

Dans le cadre d'un projet, les phases de ce projet permettent en principe de distinguer quels coûts sont imputables à des valeurs assimilables à des immobilisations régulatrices et quels coûts représentent des coûts d'exploitation. Tous les coûts liés à la pure planification – élaboration de variantes, préparation du projet, établissement de plans, élaboration de l'appel d'offres en vue de prestations, etc. – sont des coûts d'exploitation. Ils ne font pas directement partie des nouvelles installations et ne sauraient donc être ajoutés à leurs coûts de construction. Les coûts qui peuvent être inclus dans les immobilisations régulatrices ne surviennent que dans la phase de réalisation d'un projet.



### 2.2.5 Coûts d'entretien et investissements de remplacement

Les coûts d'entretien ne sont pas des coûts de construction : il n'est pas admissible de les prendre en compte dans le calcul des coûts de capital imputables. Ils peuvent toutefois être reconnus comme coûts d'exploitation s'ils étaient nécessaires à un réseau sûr, performant et efficace (art. 15, al. 1, LApEI ; cf. ANDRE SPIELMANN dans : Kommentar zum Energierecht, Brigitta Kratz / Michael Merker / Renato Tami / Stefan Rechsteiner / Kathrin Föhse [éd.], tome I, Berne 2016, art. 15 LApEI, ch. marg. 10).

Les investissements de remplacement, par contre, peuvent être intégrés dans les immobilisations réglementaires. La condition en est toutefois qu'ils soient présentés de manière transparente comme parties séparées des installations et qu'ils ne soient pas attribués à une installation existante (« rénovation d'une installation »). Il faut aussi noter que les parties d'installation remplacées ou démolies doivent être retirées des immobilisations réglementaires (amortissement extraordinaires).

### 2.2.6 Installations en construction

Les installations en construction peuvent être intégrées dans les immobilisations réglementaires tant qu'elles ne sont pas encore en exploitation. Veuillez noter que les intérêts d'éventuels crédits contractés pour la réalisation de telles installations ne peuvent pas être intégrés dans la valeur réglementaire de l'installation.

Les coûts liés à des installations qui n'en sont qu'au stade de la planification ne sont pas imputables comme ceux d'installations en construction (cf. l'arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2876/2010 du 20 juin 2013, consid. 6.4). En d'autres termes, les valeurs résiduelles des installations que vous déclarez doivent être épurées des positions d'installations qui ne sont que planifiées.

Les installations en construction ne sont pas amorties durant leur construction. Selon la pratique de l'EiCom, la mise en exploitation survient au moment où l'installation est utilisée dans l'exploitation du réseau. La mise en exploitation technique d'une installation est donc déterminante s'agissant du transfert d'installations en construction dans les immobilisations réglementaires au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité. À partir de ce moment donc, une installation doit être amortie (cf. 2.2.15). Du point de vue de la régulation, la date de transfert dans la comptabilité financière, c'est-à-dire le passage des installations en construction aux installations en service soumises à l'obligation d'amortissement - n'est pas pertinente.

Dans son évaluation, l'EiCom table sur la *date de mise en exploitation technique*. Il s'agit là une référence adéquate, puisqu'elle définit le moment à partir duquel une installation est effectivement affectée à sa destination et est utilisée dans ce but. Il faut commencer par évaluer si une installation sert à l'*exploitation du réseau* (p. ex. une ligne) ou à la *réalisation du réseau* (p. ex. une grue ou une voie ferroviaire). Ensuite, on évalue à *partir de quel moment* l'installation a été mise en exploitation.

Pour une ligne électrique, l'utilisation effective pour le transport d'électricité constitue la mise en exploitation technique. Le seul tirage d'un câble ne suffit pas constituer une mise en exploitation technique. La même argumentation s'applique aussi aux installations tels que les tracés, les blocs de tubes de câbles et les bancs de câbles. Ces installations sont activées et amorties au premier passage du courant électrique. Un transformateur non encore raccordé au circuit électrique est aussi un bon exemple d'installation en construction. Prenez en considération le moment à partir duquel vous pouvez utiliser l'installation pour le transport de l'électricité. S'agissant d'installations électriques, l'avis d'achèvement technique adressé à l'ESTI constitue une référence appropriée pour fixer le début de l'obligation de l'amortissement théorique.



La mise en exploitation réglementaire d'installations *qui ne servent pas elles-mêmes à l'exploitation, mais qui servent à la construction d'installations utiles à l'exploitation*, comme la construction d'une grande grue ou d'une voie ferroviaire, entraîne aussi l'intégration de ces installations dans les immobilisations régulatrices et le début de leur amortissement, dès lors qu'elles sont affectées à leur destination. Le libellé de la loi, « *garantir un réseau sûr, performant et efficace* », ne comprend pas que l'*exploitation* du réseau, mais aussi la *réalisation d'installations nécessaires à l'exploitation du réseau*. Les installations servant à la réalisation d'installations du réseau, comme une grue ou une voie ferroviaire, sont donc aussi visées.

L'EICOM a traité ce thème en détail dans deux décisions au printemps 2018 et à l'automne 2019 concernant des installations du réseau de transport (cf. décisions de l'EICOM du 11 septembre 2019, 25-00100, et du 6 mars 2018, 25-00062).

### **2.2.7 Prix d'achat**

On peut donc, pour déterminer les coûts initiaux d'achat ou de construction, se référer autant que possible aux coûts effectifs survenus à l'époque. L'art. 13, al. 2, OApEI précise que seuls sont considérés comme coûts d'acquisition ou de fabrication les coûts de construction des installations concernées. L'instance chargée d'édicter cette ordonnance a ainsi voulu s'assurer que le prix payé en cas de changement de mains n'aurait pas d'incidence sur la détermination des coûts du capital. Les « coûts initiaux d'achat ou de construction » correspondent aux coûts survenus en lien avec la réalisation initiale des installations et non pas au prix d'achat payé par un acheteur ultérieur (ATF 140 II 415, consid. 5.5.3 et 5.9). Par conséquent, tous les actifs immobilisés doivent être épurés d'éventuels prix d'achat : les coûts initiaux d'achat et de construction au sens de l'art. 15 LApEI s'appliquent, même s'il s'agit d'achats et de cessions de réseau internes au groupe entre une société mère et l'une de ses filiales (cf. entre autres la décision de l'EICOM du 11 septembre 2019, 25-00100, ch. marg. 47). Les prix d'achat ne sont pas admissibles, il faut appliquer les valeurs résiduelles sur la base des coûts initiaux d'achat et de construction du propriétaire initial.

### **2.2.8 Coûts de transaction et coûts accessoires des installations**

Par « coûts de transaction », on entend ci-après les coûts spécifiques que doit assumer un gestionnaire de réseau en raison de la reprise ou de l'achat d'installations et de réseaux (cf. décision de l'EICOM du 19.12.2019, 25-00070).

La condition préalable à l'attribution de coûts aux immobilisations régulatrices est que ces coûts présentent un lien direct avec la construction des installations auxquelles ils sont imputés en tenant compte de la durée de vie. Les coûts déclarés doivent être nécessaires à la mise en exploitation et au maintien de l'exploitation du réseau des installations concernées de sorte qu'il soit justifié de leurs faire porter un intérêt à titre de valeurs patrimoniales résiduelles théoriques pendant leur durée de vie.

Les coûts de transaction ne sont pas des coûts de construction au sens de l'art. 13, al. 2, OApEI. *Les coûts liés à une transaction, comprise comme un ensemble d'activités en vue d'un achat de réseaux ou d'installations, ne sont pas directement nécessaires au maintien de l'exploitation du réseau*. C'est pourquoi les activités telles que le contrôle de l'état technique d'une installation, de la documentation d'une installation ainsi que le transfert de l'installation dans la comptabilité ne peuvent pas être activées comme des coûts accessoires de l'installation.

La notion de « coûts accessoires » des installations, utilisée en comptabilité financière, n'apparaît pas dans la LApEI. On peut définir ces coûts comme étant *directement liés à une installation en construction*



ou à une installation achetée. C'est par exemple le cas des coûts d'installation d'un transformateur. Ces coûts ne sont admissibles dans les immobilisations régulatrices que s'il s'agit de coûts de construction au sens de l'art. 13, al. 2, OApEI. Ce n'est que lorsqu'ils sont *directement liés* à une installation qu'ils peuvent être inscrits à l'actif en même temps que celle dernière.

**Remarque : Les coûts d'installation des compteurs intelligents sont à traiter comme des coûts d'exploitation.** Selon le SCCD-CH 2019 (et antérieur), les coûts d'installation des systèmes de mesure intelligents sont inclus dans les autres coûts en tant que coûts d'exploitation (p. 25). L'EICom reprend les solutions proposées dans les documents de la branche, pour autant qu'elle les juge appropriées et compatibles avec le droit sur l'approvisionnement en électricité. Elle a ainsi adopté la règle selon laquelle les coûts d'installation des systèmes de mesure intelligents doivent être inclus dans les coûts d'exploitation et a structuré les positions de coûts dans le fichier de comptabilité analytique conformément au règlement du SCCD-CH de manière à ce que les coûts d'installation soient déclarés en tant que coûts d'exploitation.

L'EICom a confirmé cette position lors de sa réunion du 16 mars 2021. L'activation des coûts d'installation entraînerait une inégalité de traitement pour les GRD qui ont déjà procédé à un déploiement à grande échelle et qui ne seraient pas autorisés à activer les coûts rétroactivement. Par conséquent, les coûts d'installation pour le déploiement des compteurs intelligents doivent être explicitement traités comme des coûts d'exploitation. Voir également 3.2.17.2.3.

### 2.2.9 Terrains

En vertu de l'art. 216, al. 1, CO, le contrat d'achat d'un bien-fonds requiert la forme de l'acte authentique. Le prix d'achat est un point essentiel de ce contrat. L'inscription au registre foncier est nécessaire pour l'acquisition de la propriété foncière (art. 656, al. 1, du code civil suisse du 10 décembre 1907 [CCS ; RS 210]). Le contrat d'achat sert de pièce justificative pour le Registre foncier (art. 948, al. 2, CCS). Conformément à l'art. 37, al. 2, de l'ordonnance du 23 septembre 2011 sur le registre foncier (ORF ; RS 211.432.1), les pièces justificatives doivent être conservées pour une durée illimitée. Il faut donc obtenir au moins des copies du contrat d'achat auprès du Registre foncier. Les terrains ne doivent donc être évalués ni selon la méthode synthétique, ni en recourant à des valeurs de marché (cf. entre autres arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2654/2009, consid. 8.6.2 ; décision de l'EICom du 11 septembre 2019, 25-00100, ch. marg. 54 s.).

### 2.2.10 Activation des prestations propres

Les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace (...). Ils comprennent un bénéfice d'exploitation approprié (art. 15, al. 1, LApEI). Les prestations facturées au sein de l'entreprise ou du groupe sont imputables au plus à hauteur des coûts qu'aurait occasionnés leur production par l'exploitation du réseau lui-même. Cependant, le bénéfice approprié visé à l'art. 15, al. 1, LApEI ne saurait être dépassé par des prestations facturées en interne (cf. décision de l'EICom du 19 décembre 2019, 25-00070).

Si des prestations propres sont fournies avec les ressources du réseau, il faut réduire les positions de coûts correspondantes dans les coûts de réseau à raison de la contrevaletur des prestations fournies à soi-même (mention dans la position « Autres revenus », cf. point 3.2.19.2 ci-dessous).

Si des installations sont élaborées au moyen de prestations propres et qu'elles sont ensuite intégrées dans les immobilisations régulatrices où elles constituent la base des amortissements et des intérêts théoriques, partant des coûts de capitaux imputables, il n'est pas admissible que les prix des prestations



propres comprennent des composantes de coûts du capital (p. ex. intérêts, amortissements). Sinon, la charge serait double.

### **2.2.11 Paiements de tiers, aides à l'investissement et paiements pour le renforcement du réseau**

Les contributions et les paiements de tiers, les aides à l'investissement comme les paiements pour la pose de lignes, pour les sous-stations ou pour les stations transformatrices au cours de travaux autoroutiers ou ferroviaires, ainsi que les contributions de tiers au renforcement du réseau doivent être déduits des immobilisations réglementaires et y être présentés de manière transparente. L'EiCom estime que cette transparence est assurée si ces positions sont intégrées comme positions négatives dans le tableau des immobilisations réglementaires avec le même amortissement que les investissements correspondants (méthode dite brute).

Les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'électricité, qui sont visés aux art. 15 et 19 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie, doivent être présentés séparément selon la disposition de l'art. 7, al. 3, let. h, OApEI.

### **2.2.12 Ventilation des immobilisations**

Si vos documents ne vous permettent d'établir que les montants totaux historiques mais non pas les valeurs individuelles des immobilisations, vous pouvez répartir ces montants entre les différentes catégories d'installations au moyen de clés de répartition appropriées. Si les installations sont évaluées selon la méthode synthétique, vous pouvez utiliser les clés de répartition relatives à votre évaluation synthétique comme base de ventilation dans les différentes catégories d'installations. Quelle que soit la méthode retenue, notez que les valeurs des coûts d'achat et de construction (CAC), une fois déterminés de la sorte par ventilation, devront rester stables pendant toute leur durée de vie théorique.

### **2.2.13 Traitement des sous-stations / stations transformatrices**

Le document de la branche « Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution » (MURD – CH) ; AES 2014, ch. 3) prévoit que soit les sous-stations/stations transformatrices ne sont mentionnées qu'aux niveaux de réseau pairs, soit que leurs champs de lignes sont attribués aux niveaux de réseau impairs. Nous avons pris en compte la solution de branche et tenu compte des deux variantes en développant le fichier de relevé des données.

Présentez tous les coûts des sous-stations selon la répartition de votre comptabilité analytique. Si vous avez attribué les champs de lignes à la sous-station, enregistrez ici les coûts correspondants. Si tel n'est pas le cas, déclarez-les dans la catégorie des lignes. Votre comptabilité analytique interne constitue la base également pour l'attribution des coûts aux niveaux de réseau.

### **2.2.14 Principes d'intégration d'autres positions dans les immobilisations réglementaires**

Fondamentalement, seules peuvent être prises en compte (« activées ») dans les immobilisations réglementaires les positions auxquelles correspond un investissement durable attribuable à une installation déterminée nécessaire à l'exploitation d'un réseau sûr et efficace. Dans ce contexte, il faut particulièrement veiller à l'attribution des coûts de projet dans le cadre de la construction ou de l'assainissement des installations (cf. point 2.2.5).



Ainsi, il n'est pas possible de faire valoir les coûts de planification des variantes ou les coûts d'établissement des plans à titre d'immobilisations régulateurs. De même, les coûts d'héliographie, de publication, de procédures d'approbation, d'appels d'offres pour des prestations et les autres coûts engagés avant la réalisation effective ne doivent pas non plus être déclarés dans les immobilisations régulateurs.

### **2.2.15 Amortissements**

Les installations doivent être amorties linéairement pendant leur durée de vie jusqu'à la valeur zéro (art. 13, al. 2, OApEI). Les amortissements imputables aux coûts de capitaux correspondent au plus aux montants d'amortissement théoriques de l'année tarifaire visée. Les amortissements annuels théoriques se calculent linéairement jusqu'à la valeur zéro, pendant une durée d'utilisation déterminée, sur la base des coûts initiaux d'achat et de construction (CAC) des installations existantes. Lorsqu'une installation est complètement amortie et que sa valeur résiduelle a atteint zéro, il est illicite de procéder à des amortissements supplémentaires.

Les amortissements théoriques reflètent la dépréciation des installations indépendamment des valeurs figurant dans la comptabilité externe du gestionnaire de réseau.

La branche fixe les durées d'utilisation spécifiques aux diverses catégories d'installations. Ces durées se trouvent dans le document de la branche publié par l'AES « Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH ». L'EICom prend en compte ces durées d'amortissement dans le cadre des procédures de contrôle des tarifs, si elle les juge appropriées.

Selon l'EICom, la mise en exploitation technique représente un point de référence approprié, car il définit à partir de quel moment une installation est effectivement affectée à sa destination et utilisée à cette fin (décision de l'EICom du 17 novembre 2016, 211-00016, ch. marg. 151 ss). Il en découle que l'installation doit être amortie à partir de sa mise en exploitation technique. Si une installation en construction est achevée, la date de mise en exploitation doit être utilisée comme base de l'amortissement et de la valeur résiduelle réglementaire (décision de l'EICom du 17 novembre 2016, 211-00016, consid. 150 ss ; décision de l'EICom du 20 octobre 2016, 25-00067, ch. marg. 43 s. et 69; lettre de clôture de l'EICom du 21 novembre 2017, 212-00233, ch. 2.2).

Lorsqu'une installation déjà utilisée est acquise, la date initiale de mise en exploitation de l'installation est pertinente et non pas la date de l'achat ou de l'échange (ANDRE SPIELMANN dans : Kommentar zum Energierecht, Brigitta Kratz / Michael Merker / Renato Tami / Stefan Rechsteiner / Kathrin Föhse [éd.], tome I, Berne 2016, art. 15 LApEI, ch. marg. 7).

Les amortissements peuvent être effectués sur une base annuelle ou mensuelle. Le premier amortissement survient la première année de la mise en exploitation. Si le gestionnaire de réseau connaît et communique la date exacte de la mise en exploitation, il est en droit de calculer les amortissements mois par mois la première année. Ainsi, l'amortissement sera également calculé sur une base mensuelle durant la dernière année de vie de l'installation. L'EICom n'accepte pas les amortissements journaliers durant l'année de mise en exploitation et l'année de mise hors exploitation de l'installation.

Si le gestionnaire de réseau indique dans son tableau des immobilisations régulateurs uniquement l'année d'acquisition, il faut en principe prévoir un amortissement annuel complet pour la première année. Une alternative consiste à admettre, durant l'année d'acquisition, une date d'achat fictive en milieu d'exercice (soit le 1.07 pour l'année civile et le 1.04 pour l'année hydrologique), de sorte que l'installation soit amortie pour la première fois sur six mois l'année de son acquisition et pour la dernière fois sur six mois dans l'année de sortie.



Les droits d'utilisation et les servitudes, dans la mesure où leur prise en compte dans l'actif immobilisé était autorisée (cf. 2.1.2) sont amortis sur la durée du contrat, mais au maximum sur la durée d'utilisation de l'immobilisation liée au droit d'utilisation ou à la servitude.

Lorsqu'une installation est complètement amortie et que sa valeur résiduelle est zéro, tout amortissement supplémentaire est illicite. Au moment de la mise hors exploitation de l'installation, la valeur résiduelle figurant éventuellement encore dans les immobilisations régulatrices doit être complètement amortie. En cas de démolition de l'installation, sa contre valeur doit être également supprimée dans les immobilisations régulatrices.

## **2.3 Valeur synthétique (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.3)**

### **2.3.1 Remarques préliminaires**

Le formulaire « Valeur synthétique » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau. Notez que les règles d'évaluation et d'intégration dans les immobilisations réglementaires présentées ci-après s'appliquent à tous les gestionnaires de réseau indépendamment de la version du formulaire (version complète ou version light).

Définition des divers termes utilisés :

- Évaluation synthétique : méthode exceptionnelle au sens de l'art. 13, al. 4, OApEI. La pratique des tribunaux et de l'EICOM définissent la procédure applicable pour calculer les valeurs synthétiques correctes à la date d'acquisition de l'installation ou les valeurs résiduelles correspondantes (cf. ci-après).
- Valeur de récupération (valeur de remplacement à neuf) : la valeur de remplacement à neuf (= prix de remplacement au sens de l'art. 13 al. 4 OApEI multiplié par la quantité) d'une installation correspond au coût nécessaire à l'acquisition d'une installation équivalente à neuf. Cette valeur se rapporte à la valeur de l'installation avant les amortissements. La valeur de remplacement à neuf n'est pas une valeur autorisée par la LApEI.
- Valeur de remplacement actuelle : la valeur de remplacement actuelle correspond à la valeur résiduelle, non indexée rétroactivement, d'une installation évaluée de manière synthétique (valeur de remplacement à neuf moins les amortissements jusqu'au moment t). La valeur de remplacement actuelle n'est pas une valeur autorisée par la LApEI.
- Nouvelle valeur d'acquisition : la nouvelle valeur d'acquisition désigne la valeur d'une installation évaluée de manière synthétique après indexation rétroactive et déduction selon l'art. 13, al. 4, OApEI, mais avant amortissements.
- Valeur d'acquisition actuelle : la valeur d'acquisition actuelle correspond à la valeur résiduelle d'une installation évaluée de manière synthétique (nouvelle valeur d'acquisition moins les amortissements jusqu'au moment t).

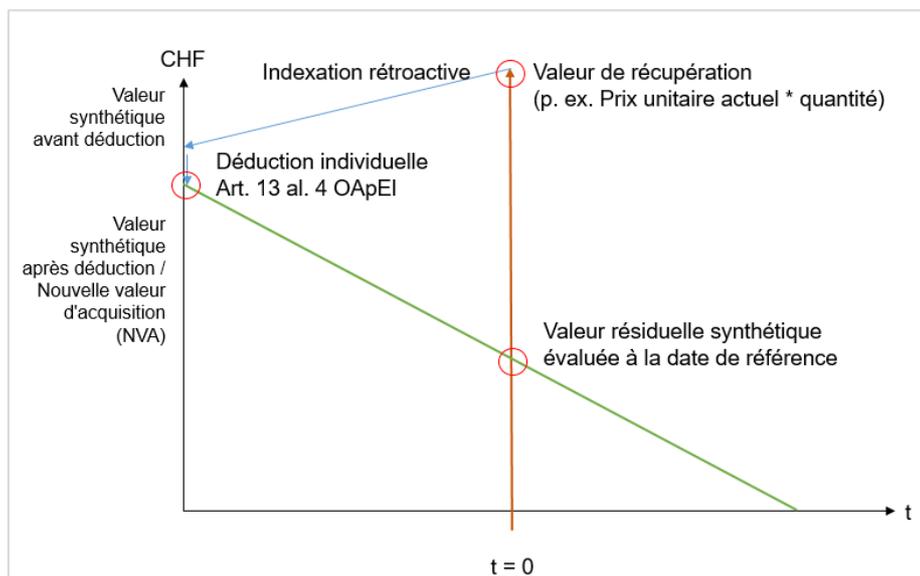


Figure 1 : Nouvelles valeurs d'acquisition et déduction au sens de l'article 13, alinéa 4, OApEI

## 2.3.2 Évaluation et justificatifs pour les installations évaluées avec la méthode synthétique

### 2.3.2.1 Conditions préalables

Selon l'art. 15, al. 3, LApEI, les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes. Dans son arrêt du 3 juillet 2012, le Tribunal fédéral note que la législation sur l'approvisionnement en électricité, à l'art. 15, al. 3, LApEI, se réfère principalement aux coûts d'achat ou de construction historiques effectifs. Selon le Tribunal fédéral, la méthode d'évaluation synthétique visée à l'art. 13, al. 4, OApEI constitue une méthode exceptionnelle applicable lorsque les coûts initiaux ne peuvent pas être établis de manière fiable (ATF 138 II 465, consid. 6.2 s.). Quiconque veut recourir à la méthode synthétique doit, de manière crédible, montrer qu'il n'est plus en mesure de déterminer les valeurs historiques et expliquer pourquoi (art. 8 CC ; ATF 138 II 465, consid. 6.3). En cas de recours aux valeurs synthétiques, les coûts d'exploitation ou de capital déjà facturés doivent être déduits (art. 13, al. 4, OApEI ; ATF 138 II 465, consid. 6.3.2).

### 2.3.3 Valeurs unitaires ou prix de remplacement

Pour calculer les valeurs synthétiques, il faut déterminer les prix de remplacement. Ceux-ci reposent normalement sur les prix d'installations comparables étayés par des justificatifs (valeurs unitaires par unité de quantité, p. ex. CHF/m<sup>3</sup> ou CHF/km). Ces justificatifs et la méthode de calcul doivent être documentés et cette documentation doit être conservée pendant la durée de vie théorique de l'installation ainsi évaluée. La documentation doit être présentée à l'EICoM si celle-ci en fait la demande.

En cas de détermination des prix de remplacement à l'aide de valeurs unitaires, il faut toujours prendre en compte la situation individuelle de l'entreprise (modalités d'achat, région et structure régionale des coûts, spécificités du projet de construction, environnement de la construction, etc.). C'est pourquoi des valeurs unitaires forfaitaires (p. ex. forfaits repris de la branche) ne sont autorisées que moyennant de soigneux contrôles de plausibilité préalables. Les estimations ne sont en principe pas admises.



### **2.3.4 Indexation rétroactive et indices admissibles**

Les valeurs de remplacement déterminés selon cette méthode doivent être calculés sur la base d'indices des prix officiels et appropriés, rétroactivement à la date d'acquisition ou de fabrication (art. 13, al. 4, OApEI). Des indices spécifiques aux catégories d'installations du réseau électrique suisse ont été élaborés à cet effet. Depuis l'année tarifaire 2011, les indices doivent être appliqués conformément à la directive 3/2010 de l'ECom (Indices de prix pour la détermination de la valeur d'acquisition dans le cadre de l'évaluation synthétique des réseaux visée à l'article 13, alinéa 4, OApEI), y compris son annexe : 3/2010 - Séries d'indices. Ces deux documents sont disponibles sous [ECom \(admin.ch\)](#) > Documentation > Directives.

L'indice des prix à la production et à l'importation (IPP) ne doit pas être utilisé, ce dernier n'est en effet pas représentatif pour le réseau de transport et le réseau de distribution parce que les composantes de la construction d'installations électrique ne constituent qu'une partie minime de l'IPP ou qu'elles n'y figurent pas. C'est pourquoi l'IPP n'est pas approprié pour déterminer les coûts d'acquisition ou de fabrication d'installations des réseaux de transport et de distribution.

### **2.3.5 Déduction individuelle de 20 % selon l'art. 13, al. 4, OApEI**

20 % doivent être déduits de la valeur synthétique ainsi déterminée (art. 13, al. 4, OApEI). Cette déduction de 20 % s'applique aussi longtemps que la preuve n'est pas apportée que la déduction entraîne une évaluation inférieure aux coûts initiaux d'acquisition ou de fabrication (ATF 138 II 465, consid. 7.7). Si cette preuve est fournie, une déduction plus faible est possible. Le montant de la déduction doit être alors indiqué à la place de 20 % et l'application de la valeur inférieure doit être justifiée. Si l'ECom prouve de son côté que la déduction doit être supérieure à 20 % ou supérieure au montant de déduction revendiqué par le gestionnaire de réseau, elle procède à une correction.

### **2.3.6 Évaluation synthétique d'installations entières et de parties délimitées d'installation**

Le Tribunal administratif fédéral a noté à plusieurs reprises que la méthode synthétique ne se limite pas à la possibilité de combler les lacunes dans une installation (cf. entre autres l'arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2786/2010 du 10 juillet 2013, consid. 4.2.3). La méthode synthétique détermine toujours la valeur totale de l'installation. Dans un arrêt ultérieur, le Tribunal administratif fédéral a précisé que les divers tronçons de ligne doivent être si possible clairement subdivisés et délimités l'un par rapport à l'autre dans le cadre de l'évaluation. Si les tronçons concernés peuvent être évalués séparément sans restriction, ils doivent être considérés à cet égard comme des installations distinctes et il faut en principe évaluer historiquement autant de tronçons de ligne que possible (arrêt du Tribunal administratif fédéral A-8638/2010 du 15 mai 2014, consid. 5.3.4).

### **2.3.7 Valeurs estimées**

Les valeurs unitaires ou les nouvelles valeurs d'acquisition estimées ne sont pas autorisées.

## **2.4 Valeur du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.4)**

Vous ne devez pas compléter le formulaire « Valeur du réseau ». Il vous offre un aperçu des valeurs historiques et synthétiques de vos installations conformément aux données qui ont été déclarées (formulaires 2.2 et 2.3).



## 2.5 Contributions CRR et CCR (fichier de comptabilité analytique, formulaire 2.5)

Certaines questions du formulaire « Contributions CRR et CCR » n'apparaissent pas aux gestionnaires de réseau qui ne remplissent que la version light.

Les contributions de raccordements au réseau (CRR) et les contributions aux coûts du réseau (CCR) doivent être présentées séparément dans le fichier de comptabilité analytique (art. 7, al. 3, let. i OApEI).

Si vous saisissez les contributions, trois méthodes peuvent s'appliquer (cf. la recommandation de la branche publiée par l'AES, « Raccordement au réseau » (NA/RR – CH), édition 2019, point 5) :

- **Méthode brute** : vous activez la totalité des coûts survenus et enregistrez les recettes au passif. Autrement dit, vous présentez l'ensemble des coûts encourus dans l'actif immobilisé réglementaires avec des valeurs positives et les recettes avec des valeurs négatives. Ces valeurs négatives se réduisent sur la même période d'amortissement que les raccordements au réseau.
- **Méthode nette** : vous déduisez les versements effectués par le client avant d'activer les coûts restants.
- **Saisie dans le compte de résultat** : les contributions sont saisies dans le compte de résultat, c'est-à-dire qu'elles sont portées, dans la période considérée, en réduction des coûts réglementaires.

Aux yeux du Secrétariat technique, il faut donner la préférence à la méthode brute sur les autres méthodes.

Pour la version complète seulement : Veuillez indiquer d'une part la somme des produits (valeurs effectives) pour les années jusqu'à 2022 inclus et d'autre part le montant total facturé en 2023.

## 3 Coûts du réseau (fichier de comptabilité analytique, chapitre 3)

### 3.1 Généralités (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.1)

#### 3.1.1 Aperçu

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Généralités », qui présente les bases du calcul des différences de couverture de l'année tarifaire 2023 (cf. formulaire 3.2 de la comptabilité analytique, ci-après point 3.2). Veuillez n'utiliser pour ce formulaire que des valeurs effectives et non des valeurs prévisionnelles (valeurs effectives du dernier exercice clôturé).

Les coûts de réseaux amont doivent être présentés dans ce formulaire. Dans la version complète, il faut en outre mentionner les coûts des pertes actives et de l'énergie réactive.

#### 3.1.2 Pertes actives

Les pertes actives sont la différence entre l'énergie électrique mise à disposition dans le réseau et celle fournie aux consommateurs finaux et aux clients revendeurs (pertes de transformation et de transport).



Ces pertes figurent dans les coûts d'exploitation (cf. point 3.2.9 ss). Les pertes actives doivent être évaluées pour chaque niveau de réseau. Elles sont autant que possible déterminées par mesure différentielle. Lorsque, pour certains niveaux de réseau, les mesures font défaut ou que le nombre de points de mesure est insuffisant, les pertes sont calculées sur la base d'un bilan énergétique global et réparties entre les différents niveaux à l'aide d'une clé de répartition ou selon un calcul modélisé (cf. le document de l'AES DC-CH, édition 2020, point 8.3).

Les pertes actives sont indiquées en pourcentage pour chaque niveau de réseau. On les calcule avec la formule suivante (cf. le document de l'AES DC – CH, édition 2020, point 8.3.1):

$$\text{Pertes niveau x en \%} = \frac{\sum \text{Achats niveau x} - \sum \text{Ventes niveau x}}{\sum \text{Achats niveau x}} * 100$$

S'agissant de l'imputation des coûts ou des qualités d'électricité dans les pertes actives, veuillez tenir compte de la directive 1/2016 « Pertes actives : imputation d'énergie de qualité différente » du 18 août 2016 (disponible sous [EiCom \(admin.ch\)](#) > Documentation > Directives). Les coûts supplémentaires occasionnés par l'acquisition de courant de qualité supérieure sont uniquement imputables pour la part que représente ce type de courant dans le produit standard du gestionnaire de réseau (sans part de bénéfice). Le produit standard correspond au produit attribué par un gestionnaire de réseau de distribution à un consommateur final avec approvisionnement de base lorsque ce dernier achète son électricité sans opter pour un produit déterminé.

### 3.1.3 Énergie réactive

Le gestionnaire de réseau assure la compensation de la puissance réactive dans son réseau de distribution. Le gestionnaire de réseau pourvoit lui-même ou par des contrats avec des tiers aux possibilités de compensation nécessaires dans le réseau de distribution et dans les unités de production (cf. document de la branche publié par l'AES Distribution Code Suisse (DC-CH)).

Une facturation directe conforme au principe de causalité est possible, par exemple si  $\cos(\varphi) < 0.90$ , pour la compensation de la puissance réactive. S'il est fait usage de cette possibilité de facturation directe, il faut s'assurer qu'aucune facturation double ne survienne dans la rémunération de l'utilisation du réseau et la facturation directe.

### 3.1.4 Situations dites de « pancaking » à éviter

Lorsque des réseaux appartenant à des propriétaires différents sont connectés les uns derrière les autres à l'intérieur d'un niveau de réseau ou sont mélangés sur le même niveau de réseau, il se produit une situation dite de "pancaking", c'est-à-dire que les consommateurs finaux courent le risque de se voir facturer plusieurs fois les coûts d'un niveau de réseau : les coûts du niveau de réseau du gestionnaire de réseau en aval s'ajoutent aux coûts de réseau facturés par son fournisseur en amont. Le revendeur peut à son tour répercuter ces coûts - plus élevés - sur ses clients.

Dans son document de la branche « Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution » (MURD-CH), l'Association des entreprises électriques suisses (AES) a fixé des règles en la matière au sens de l'art. 17 OApEI. L'EiCom s'est elle aussi déjà exprimée sur ce thème (cf. décision de l'EiCom du 20 octobre 2011, 921-10-007).



L'EICom observe ce genre de constellations d'un œil critique : les gestionnaires de réseau sont tenus de garantir par des mesures appropriées que le consommateur final ne fasse pas les frais d'une facturation multiple en raison du simple fait que plusieurs acteurs sont responsables de l'exploitation du réseau à un même niveau de réseau.

## **3.2 Calcul des différences de couverture du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.2)**

### **3.2.1 Généralités concernant le formulaire**

Le formulaire « Différences de couverture du réseau » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.

Le formulaire de saisie des coûts servant de base au calcul des différences de couverture de l'année de base 2023 (formulaire 3.2 du fichier de comptabilité analytique) et justifiant le calcul des tarifs 2025 (formulaire 3.3 du fichier de comptabilité analytique) ont la même structure. Les numéros des positions de coûts suivent ceux du Schéma de calcul des coûts pour gestionnaires de réseau de distribution suisses (SCCD-CH) publié par l'AES.

### **3.2.2 Calcul et déclaration dans la comptabilité analytique**

Les excédents et les découverts de couverture du dernier exercice comptable bouclé sont calculés dans la comptabilité analytique.

Il faut saisir les charges ou coûts du réseau propre et du réseau amont (y compris les services-système, SS et la réserve d'électricité) ainsi que les revenus. Sur cette base, on calcule les différences de couverture survenues.

Les éventuelles adaptations des années précédentes fixées par l'EICom dans le cadre d'une décision ou par un arrêt du tribunal doivent être enregistrées à la position 2. En position 3, il convient de déclarer les excédents ou découverts de couverture des années précédentes qui n'ont pas encore été pris en compte.

Pour calculer les différences de couverture du réseau propre et du réseau amont de l'année précédente, il faut remplir le tableau de la comptabilité analytique (tableau à la page de gauche du formulaire 3.2) sur la base des coûts effectifs (y compris les amortissements et intérêts théoriques) et des autres produits et revenus de l'année précédente (coûts et revenus effectifs). Ces remarques valent aussi pour les flux d'énergie et les valeurs de puissance utilisés lors de la cascade comme base de calcul des différences de couverture par niveau de réseau.

### **3.2.3 Directives de l'EICom concernant les différences de couverture**

#### **3.2.3.1 Généralités**

Les excédents de couverture des années précédentes doivent être compensés ultérieurement par une réduction des tarifs d'utilisation du réseau (art. 19, al. 2, OApEI). De la même manière, les découverts peuvent également être compensés les années suivantes (cf. Directive 2/2019 de l'EICom). Dans le cadre de la prise en compte des différences de couverture des années précédentes, les différences entre les coûts imputables et les revenus réalisés à travers la rémunération de l'utilisation du réseau



pendant une période de calcul sont compensées. Les différences de couverture doivent être calculées et présentées séparément par niveau de réseau.

Les différences de couverture prise en compte sont notamment les différences qui :

1. résultent d'écart entre les quantités de vente prévisionnelles et les quantités effectives,
2. ont été constatées lors d'un contrôle réalisé par l'EICOM ou par une instance supérieure,
3. résultent d'écart entre les coûts prévisionnels et les coûts effectifs,
4. résultent du fait que des éléments spéciaux ayant une influence sur les coûts n'ont pas été saisis en totalité lors d'une période de calcul, afin de stabiliser les tarifs.

### **3.2.3.2 Réduction des différences de couverture**

Les différences de couverture doivent normalement être compensées sur trois ans (cf. Directive 2/2019 ou Newsletter 7/2019 de l'EICOM). Si leur compensation doit prendre plus de trois ans, il faut prendre contact par écrit avec le Secrétariat technique de l'EICOM. Le gestionnaire de réseau doit justifier pourquoi le délai de réduction doit être prolongé. Le Secrétariat technique examine les arguments et répond par écrit au gestionnaire de réseau quant à l'admissibilité de sa démarche. Cette réponse doit être conservée pour le cas où des questions surviendraient ultérieurement.

En conformité avec la Directive 2/2019, la pratique de l'EICOM prévoit que les différences de couverture soient compensées. Le solde doit être chaque fois réduit d'un tiers (« fonds des différences de couverture »). Cette règle a été définie par souci de simplification et en partant du principe que les différences de couverture se manifestent dans les deux sens, aussi bien sous forme de découverts que d'excédents de couverture.

En raison des dispositions des articles 4d et 18a de l'OApEI entrés en vigueur le 1er janvier 2023, la règle de compensation du solde sera supprimée à partir de l'exercice comptable 2024. Durant la phase de transition, il convient de noter que le solde à la fin de l'exercice comptable 2023 devra être réduit sur trois ans et être rémunéré au moyen du WACC du réseau t+2. Il faudra ainsi le réduire intégralement (c.-à-d. intérêts compris) au plus tard à la fin de l'exercice comptable 2027. Une autorisation de l'EICOM pour une réduction plus longue reste réservée (cf. directive 3/2024 de l'EICOM).

### **3.2.4 Découverts de couverture**

Il n'est pas permis d'utiliser les différences de couverture comme instrument de financement ou pour alimenter des réserves. Il est donc illicite, notamment, de constituer une réserve de découverts de couverture.

L'EICOM surveille de près si les gestionnaires de réseau tiennent compte de découverts de couverture lors de la tarification, c'est-à-dire s'ils prévoient des découverts de couverture dès l'établissement de leurs calculs. Aux yeux de l'EICOM, il est illicite de constituer sciemment des différences de couverture, en particulier des découverts de couverture, dès l'étape de la planification. Ainsi, les gestionnaires de réseau sont tenus de calculer soigneusement les coûts et les tarifs qui en découlent, de manière à établir un bilan coûts-revenus équilibré en fin d'année tarifaire.

Dans les cas où des découverts de couverture résultent de décisions (politiques) qui visent à ne pas tenir compte de tous les coûts dans les tarifs et que ces découverts ne sont délibérément pas réduits au moyen de la tarification, il n'est pas autorisé d'accumuler ces différences de couverture. Le montant



correspondant doit être régulièrement éliminé des découverts de couverture sans incidence sur les tarifs. On peut notamment procéder par une réduction en enregistrant une valeur positive dans la rubrique « Autres différences de couverture ».

### 3.2.5 Rémunération des différences de couverture

Selon la Directive 2/2019 de l'EiCom (y compris son annexe), l'année de référence déterminante pour le coût moyen pondéré du capital (WACC) applicable n'est pas l'année tarifaire durant laquelle la différence de couverture est survenue (t) mais l'année durant laquelle cette différence peut être comptabilisée pour la première fois (t+2). Le Tribunal fédéral a confirmé cette méthode de définition des intérêts (ATF 2c\_1076/2014 du 4 juin 2015, consid. 4).

Ainsi, les *excédents de couverture* de l'année de référence t doivent être rémunérés *au minimum* selon le WACC de l'année tarifaire t+2. En l'occurrence, les différences de couverture de l'année de référence 2023 doivent être rémunérées au minimum au WACC applicable à l'année tarifaire 2025, soit 3.98 %.

Le taux applicable aux découverts de couverture de l'année de référence t est *au maximum* le WACC de l'année tarifaire t+2. S'agissant de découverts de couverture, vous pouvez aussi, en tout temps, appliquer un taux inférieur au WACC applicable à l'année tarifaire concernée, voire renoncer complètement à une rémunération.

### 3.2.6 Moment du calcul des différences de couverture

Le montant d'un exercice comptable à compenser est pris en compte dans le cadre du calcul des coûts intervenant deux ans plus tard. Dans le cadre du calcul des coûts 2025, on calcule ainsi les différences de couverture du dernier exercice bouclé (2023).

Le montant de différences de couverture se calcule par comparaison entre les revenus effectifs du dernier exercice comptable bouclé (2023) et les coûts effectifs du même exercice (2023).

Le tableau suivant illustre les relations entre l'année tarifaire (AT), l'année comptable (AC) et le calcul des différences de couverture (DC) :

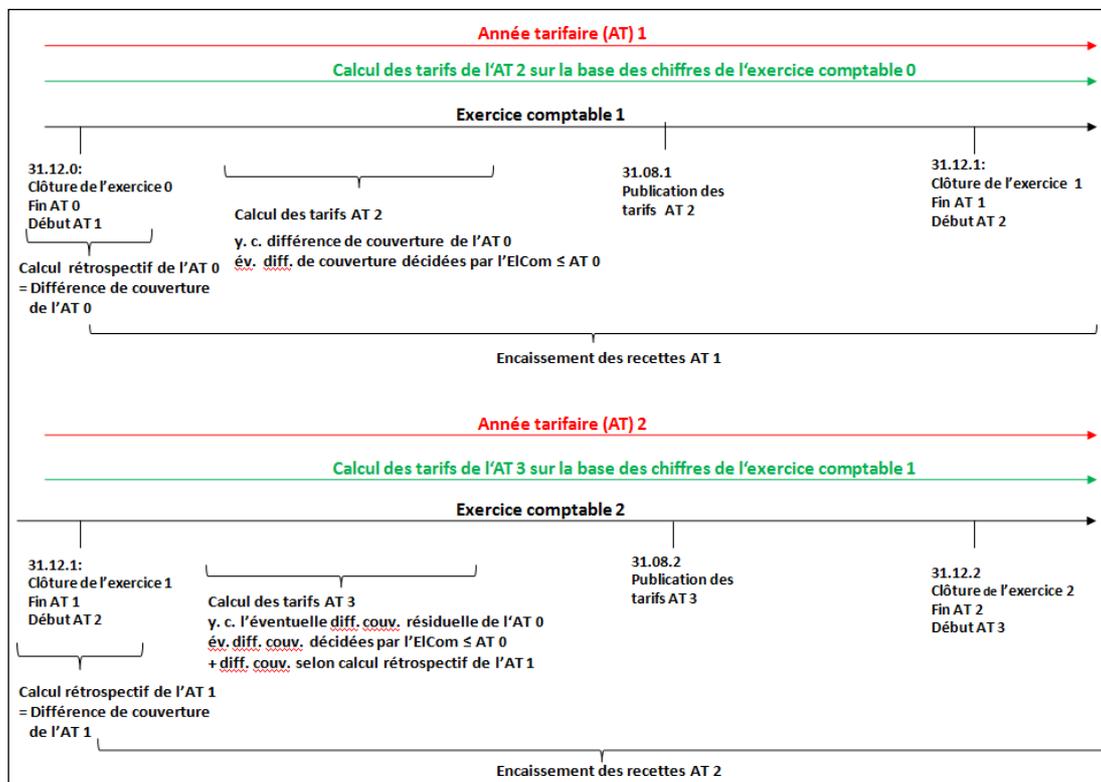


Figure 2 : Calcul et prise en compte des différences de couverture dans le temps

À la fin de chaque exercice comptable (exercice 0 dans notre exemple), il faut calculer les différences de couverture du réseau de l'exercice (calcul rétroactif des coûts de l'AT 0). Les éventuelles différences de couverture résultant des décisions de l'EICOM ou des arrêts des tribunaux ainsi que les autres différences de couverture doivent également être prises en compte. Le montant total de ces différences de couverture est généralement réparti sur trois périodes consécutives de calcul des tarifs (AT 2, AT 3 et AT 4 dans l'exemple ci-dessus ; Directive 2/2019 de l'EICOM).

À la fin de l'exercice comptable suivant (exercice 1), les différences de couverture sont à nouveau calculées pour l'année tarifaire écoulée (DC de l'AT 1). Aux éventuelles différences de couverture des périodes précédentes (DC résiduelle de l'AT 0) s'ajoutent celles de la nouvelle période (DC de l'AT 1). Les éventuelles différences de couverture résultant des décisions de l'EICOM ou des arrêts des tribunaux doivent également être prises en compte. Ces différences de couverture seront ensuite reportées dans le calcul des tarifs de l'année AT 3.

Cette règle s'applique encore jusqu'au calcul rétroactif 2023. A partir du calcul des différences de couverture de l'exercice 2024, l'article 18a OApEI s'applique. Dès 2024, on ne compensera plus le solde des différences de couverture des différents exercices et dès 2024, le taux d'intérêt déterminant pour le calcul des intérêts sera le taux de rendement des fonds étrangers du WACC.

On trouvera des informations supplémentaires concernant les différences de couverture dans la Directive 2/2019 de l'EICOM et dans sa décision du 12 mars 2012 concernant les coûts et tarifs 2012 pour l'utilisation du niveau de réseau 1 ou dans ses décisions concernant les différences de couverture 2011 et 2012 du niveau de réseau 1 des 12 janvier 2021 ou 9 février 2021 (disponibles sous [EICOM \(ad-min.ch\)](#) > Documentation > Décisions > 2012 ou 2021).



### **3.2.7 Calcul des différences de couverture par niveau de réseau**

Les différences de couverture du réseau doivent être calculées et présentées par niveau de réseau.

Il arrive souvent que les coûts d'exploitation du réseau ne puissent pas être imputés à un seul niveau de réseau. Pour de tels cas, le Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH (SCCD-CH), publié par l'AES, prévoit deux variantes de solution :

1. Les coûts d'exploitation du réseau qui ne sont pas directement attribuables à un niveau de réseau sont attribués au niveau de réseau le plus élevé du gestionnaire de réseau de distribution. Les coûts de chacun des niveaux de réseau présentant des ventes réseau sont reportés sur la base du modèle de la cascade.
2. Les coûts d'exploitation du réseau sont répartis entre les différents niveaux de réseau à l'aide d'une clé de répartition.

### **3.2.8 Présentation des coûts du capital (position 100)**

#### **3.2.8.1 Bases légales et principes généraux**

En vertu de l'art. 15, al. 3, LApEI, les coûts de capital doivent être déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations existantes. Dans ce contexte, le montant des immobilisations réglementaires imputables et, partant, l'évaluation est cruciale (cf. point 2.2 et point 2.3). Les éléments déterminants sont, d'une part, les amortissements théoriques et, d'autre part, les intérêts théoriques sur les valeurs résiduelles du patrimoine nécessaire à l'exploitation du réseau.

#### **3.2.8.2 Présentation des amortissements théoriques (position 100.1)**

Concernant les amortissements, cf. le point 2.2.15.

#### **3.2.8.3 Présentation des intérêts théoriques pour les réseaux (position 100.2)**

Les gestionnaires de réseau ont droit à des intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation du réseau. Le taux d'intérêt théorique déterminant est le taux du coût moyen pondéré du capital engagé (WACC pour « weighted average cost of capital »). Le WACC décrit le rendement moyen que les bailleurs de fonds peuvent attendre du capital qu'ils investissent, compte tenu du risque encouru (cf. ANDRE SPIELMANN dans : Kommentar zum Energierecht, Brigitta Kratz / Michael Merker / Renato Tami / Stefan Rechsteiner / Kathrin Föhse [éd.], tome I, Berne 2016, art. 15, LApEI, ch. marg. 58). Le WACC pour le réseau est fixé chaque année par le DETEC sur la base des calculs de l'OFEN, après consultation de l'EICOM.

En votre qualité de gestionnaire de réseau, pour calculer la rémunération de votre capital nécessaire à l'exploitation, vous pouvez appliquer un taux inférieur au WACC valable pour l'année tarifaire concernée. Tel peut être par exemple le cas si vous renoncez explicitement au bénéfice réglementaire maximum autorisé. En revanche, il n'est en aucun cas admissible d'appliquer un taux supérieur au WACC fixé par la loi.

Les intérêts rémunérant les différences de couverture sont régis par les principes visés au point 3.2.5 ci-dessus.



### **3.2.8.4 Présentation des intérêts théoriques pour les installations en construction (position 100.3)**

Les explications du point 3.2.8.3, Présentation des intérêts théoriques pour les réseaux (position 100.2), et celles du point 2.2.6, Installations en construction, doivent être respectées.

## **3.2.9 Présentation des coûts d'exploitation (position 200)**

### **3.2.9.1 Bases légales et principes généraux**

Sont réputés coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation des réseaux. En font notamment partie les coûts des services-système et les coûts d'entretien des réseaux (art. 15, al. 2, LApEI). Sont aussi considérés comme coûts d'exploitation imputables les indemnités accordées pour l'octroi de droits et de servitudes en lien avec l'exploitation du réseau (art. 15, al. 2, let. c, LApEI).

Les coûts d'exploitation ne sont imputables que s'ils sont nécessaires à l'exploitation d'un réseau sûr, performant et efficace (art. 15, al. 1, LApEI). Pour vérifier que les coûts revendiqués correspondent aux « coûts d'un réseau efficace », l'EICom peut procéder à des comparaisons de l'efficacité (art. 19, al. 1, OApEI).

Les coûts d'exploitation reposent sur les valeurs effectives des coûts selon vos comptes annuels, c'est-à-dire selon votre comptabilité financière (cf. 1.1.6.2 ci-dessus).

Deux questions sont essentielles au moment de déterminer les coûts d'exploitation :

- Tous les coûts d'exploitation sont-ils effectivement imputables selon les dispositions de la réglementation ?
- Tous les coûts d'exploitation sont-ils correctement attribués au réseau ou à l'énergie ?

On peut approximativement répartir les gestionnaires de réseau en deux groupes : les « entreprises fournissant exclusivement de l'électricité » et les « entreprises multifluides », qui poursuivent encore d'autres activités. Pour ces dernières en particulier, la question de la répartition correcte des coûts entre les différents secteurs d'activité se pose toujours. Si cette répartition n'est pas correcte, il en résulte des subventionnements croisés volontaires ou involontaires, mais assurément non autorisés entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité (p. ex. l'énergie ou la communication).

### **3.2.9.2 Imputation des coûts et répartition**

Les principes suivants régissent l'attribution des coûts d'exploitation : les coûts sont imputés directement lorsque cela est possible. Si tel n'est pas le cas, il est permis de les répartir. Conformément à l'art. 7, al. 5, OApEI, les coûts doivent être imputés dans le respect du principe de causalité à tous les secteurs générant des coûts. À cet effet, les clés de répartition doivent être pertinentes, vérifiables, constantes dans leur conception comme dans leur application et consignées par écrit.

Une clé de répartition est pertinente si elle conduit à une répartition des coûts respectueuse du principe de causalité et si d'autres clés envisageables ne présentent pas de meilleure solution en termes de respect du principe de causalité.

Ainsi, il est pertinent de répartir les coûts de personnel en fonction des effectifs de personnel des différents secteurs d'activité. Il en va de même de la répartition des coûts informatiques en fonction du nombre de postes de travail informatiques des différents secteurs d'activité. Une répartition en fonction



de la charge de travail, c'est-à-dire une clé basée sur les proportions d'heures fournies et rapportées serait aussi pertinente.

Par contre, une répartition des coûts en fonction du chiffre d'affaires ou sur la base du total des coûts n'est pas pertinent. Dans le domaine de la régulation, le chiffre d'affaires dérive des coûts réglementaires, de sorte qu'une telle clé se référerait à elle-même : elle ne reflèterait pas les causes des coûts mais l'ensemble de l'entreprise comme génératrice des coûts.

Une clé de répartition est vérifiable si des tiers compétents sont à même d'identifier, sans recourir à d'autres informations, comment et sur quelle base cette clé a été conçue. La vérifiabilité implique aussi la preuve des coûts, c'est-à-dire la preuve des valeurs sous-jacentes à la clé de répartition. Les heures de travail consignées ou le nombre de kilomètres parcourus par les véhicules peuvent servir de justificatifs.

Une clé de répartition peut donc être pertinente sans pour autant être vérifiable si les valeurs qui la sous-tendent ne sont pas prouvées. Tel serait le cas d'une clé de répartition basée sur la charge de travail estimée en l'absence de tout compte-rendu des heures effectuées.

La clé de répartition devrait être définie par écrit et consignée, par exemple, dans un manuel de comptabilité analytique ou dans un autre document analogue.

Le principe de constance signifie que la clé de répartition doit être apte à permettre une répartition des coûts respectueuse du principe de causalité pendant de nombreux exercices.

L'EICOM s'est exprimée, dans plusieurs décisions, sur le thème de la répartition des coûts (cf. décision de l'EICOM du 17 novembre 2016, 211-00016, ou lettre de clôture de l'EICOM du 21 novembre 2017, 212-00233).

### **3.2.9.3 Facturation interne**

Les prix facturés en interne doivent être strictement basés sur les coûts et ne pas contenir de composante déjà rémunérée au titre des coûts de capital et d'exploitation réglementaires.

En font partie toutes les sortes de participation au bénéfice qui sont facturées au réseau ou les coûts qui entraîneraient une double facturation, tels que :

- les parts d'amortissement d'installations comprises dans les immobilisations réglementaires où elles sont donc déjà amorties ;
- les parts de bénéfice liées à des prestations au sein de l'entreprise ;
- marges bénéficiaires pour la vente d'énergie du secteur de l'énergie au réseau ;
- intérêts théoriques sur fonds propres (couverts par le WACC).

Les secteurs réglementés ne doivent pas être défavorisés lors de la facturation de prestations. Cela signifie que les prestations fournies par le réseau à d'autres secteurs d'activité doivent être rémunérées de manière adéquate. Inversement, les prestations fournies au réseau par d'autres secteurs d'activité doivent posséder une valeur et être basés sur les coûts. En d'autres termes, les prestations fournies au réseau doivent l'être dans un délai raisonnable et parvenir aux résultats convenus. En outre, les coûts des prestations fournies et facturées doivent être déduits des coûts du réseau (et reportés à la position « Autres résultats d'exploitation », cf. point 3.2.19.2 ci-dessous). Les bases de la facturation interne de prestations fournies avec les ressources du réseau à d'autres secteurs et aux tiers doivent être documentées et vérifiables. La facturation de prestations au réseau par d'autres secteurs doit aussi être



documentés. Cette documentation comprend notamment les prix facturés, les buts de la fourniture des services ainsi que les décomptes et rapports correspondants.

Les principes de facturation interne doivent être appliqués avec *constance*. Les prix de facturation, les éléments de coûts sous-jacents et la méthodologie doivent être documentés, par exemple dans un manuel de comptabilité ou dans des documents analogues.

De plus, l'EiCom observe d'un œil critique les structures d'entreprise qui sortent de l'ordinaire. De telles structures ne doivent pas servir à contourner les règles de la LApEI concernant la rémunération de l'utilisation du réseau.

#### **3.2.9.4 Utilisation d'infrastructures (de réserve) par des tiers**

Le terme de « tiers » regroupe tous les domaines étrangers au réseau ou les tiers externes. Il n'est pas permis de mettre gratuitement à la disposition de tiers l'utilisation des infrastructures du secteur monopolistique, même en invoquant que « l'infrastructure existe déjà » ou que « les salaires du personnel requis pour l'exploitation sont déjà payés ». Si des infrastructures du secteur monopolistique sont utilisées par d'autres domaines, avec ou sans autres ressources, cette utilisation doit être indemnisée aux conditions du marché (conformément au principe de pleine concurrence) et cette indemnisation doit être déduite des coûts du réseau (report à la position « Autres résultats d'exploitation », cf. point 3.2.19.2).

Voici un exemple tiré de la pratique :

Lors de la réalisation de tracés, il est fréquent que des tubes de réserve soient posés afin de permettre des extensions et des renforcements ultérieurs du réseau sans coût important. Les surcoûts causés par les tubes de réserve supplémentaires sont pratiquement négligeables. Afin d'éviter un doublement de galeries de câbles, les tubes de réserve non nécessaires, ou qui ne sont que partiellement occupés, sont utilisés pour le passage de câbles en fibre optique. Le réseau doit être indemnisé pour cette utilisation. Des intervenants ont parfois fait valoir que la place nécessaire aux câbles en fibre optique ne coûte rien. De plus, dans certains endroits, les câbles en fibre optique sont utilisés non seulement en dehors du domaine de l'électricité (transmission de données, Internet, etc.), mais également pour communiquer avec les systèmes de mesure intelligents. Certains gestionnaires de réseau ont donc imputé, à tort, la totalité de l'infrastructure en fibres optiques aux coûts du réseau.

Comme les capacités des câbles en fibre optique excèdent largement les quantités de données à transmettre pour les solutions de comptage intelligent et que le développement d'un réseau en fibre optique sur l'ensemble du territoire (des fibres optiques reliant chaque bâtiment) ne semble pas nécessaire pour transmettre des quantités de données assez faibles, les coûts d'un réseau en fibre optique ne peuvent être imputés que dans une mesure limitée au secteur réseau.

L'art. 10, al. 1, LApEI est déterminant pour la répartition des coûts des câbles en fibre optique posés dans les tracés. Il stipule que les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites. Il n'est donc pas possible de proposer des prestations du réseau de fibre optique à un prix plus avantageux au détriment de l'approvisionnement en électricité. Conformément à l'art. 7, al. 5, OApEI, il faut définir et appliquer des clés de répartition pertinentes pour assurer une imputation des coûts respectant le principe de causalité. Par exemple, l'EiCom considère qu'il est pertinent de répartir ou ventiler les coûts en fonction de la séparation transversale des tracés, comme le propose l'AES (cf. communications de l'EiCom du 8 juillet 2011 et du 4 octobre 2010, disponibles sous [EiCom \(admin.ch\)](#) > Documentation > Communications).



### **3.2.9.5 Marketing, publicité et sponsoring**

Les coûts de commercialisation et de parrainage (marketing et sponsoring) ne sont pas nécessaires à l'exploitation d'un réseau sûr, performant et efficace (art. 15, al. 1, LApEI). C'est pourquoi les coûts liés au parrainage de manifestations sportives, culturelles ou autres ne sont pas acceptés comme coûts d'exploitation. Il en va de même des coûts publicitaires liés à l'acquisition de clients, à l'introduction de produits ou à des mesures entrepreneuriales visant à promouvoir les énergies renouvelables.

### **3.2.9.6 Charges d'intérêts sur les fonds étrangers**

Les charges d'intérêts sur les fonds étrangers n'entrent pas dans les coûts d'exploitation. Pour calculer les coûts du capital imputable, les valeurs résiduelles des immobilisations sont rémunérées au taux du coût moyen pondéré du capital (WACC). Le WACC contient déjà les intérêts sur les fonds étrangers en faveur des propriétaires du réseau indépendamment du fait qu'ils constituent ou non une charge effective (ANDRE SPIELMANN dans : Kommentar zum Energierecht, Brigitta Kratz / Michael Merker / Renato Tami / Stefan Rechsteiner / Kathrin Föhse [éd.], tome I, Berne 2016, art. 15 LApEI, ch. marg. 71).

### **3.2.9.7 Coûts d'exploitation et de capital des systèmes de mesure**

Notons que les coûts théoriques des systèmes de commande et de réglage intelligents (appelés aussi installations de commande à distance et de commande centralisées) doivent être présentés pour le calcul des tarifs aux positions 530 (cf. art. 7, al. 3, let. m, OApEI). Il n'est donc plus permis de les saisir à la position 200. Si, exceptionnellement, il n'était pas possible d'attribuer précisément des coûts imputables, quelle qu'en soit leur nature, ces coûts devraient figurer à la position 200.3.

### **3.2.10 Exploitation des réseaux (position 200.1a)**

Cette position regroupe tous les coûts nécessaires à l'exploitation d'une infrastructure de réseau efficace et sûre. En font notamment partie les coûts d'exploitation et d'entretien des réseaux (personnel, matériel, prestations de tiers, etc.) mais aussi les activités telles que la planification du réseau, la gestion du système d'information géographique (SIG), l'actualisation du cadastre des lignes, les travaux liés à la gestion d'actifs, le contrôle du réseau ou le service de permanence. Cette position comprend aussi les coûts liés aux services-système du réseau de distribution et aux écarts par rapport à la planification. On y trouve en outre les coûts de l'assurance responsabilité civile des entreprises, les coûts d'établissement des documentations et des processus, les coûts de gestion de la qualité, les coûts de formation du personnel ou les coûts liés à la sécurité au travail.

### **3.2.11 Entretien des réseaux (position 200.2)**

Les coûts d'entretien comprennent notamment les coûts d'entretien des installations tels que le remplacement ou le remplacement partiel de petites pièces, la protection contre la corrosion, etc. Cette position comprend aussi les activités non admises dans la rubrique des immobilisations réglementaires comme les coûts de démolition ou les coûts de solutions provisoires et les coûts d'entretien généraux (cf. point 2.2.3 Coûts de démolition, de démantèlement ou de solution provisoire et point 2.2.5 Coûts d'entretien et investissement de remplacement).

On peut aussi déclarer dans cette position les prestations pour l'achat de matériel et de services (identification des besoins en matériel et en services ainsi que des fournisseurs potentiels, analyse du marché, sélection des offreurs et négociations contractuelles, exécution des mandats d'achat), pour les stocks (coûts de livraison de matériel ou de gestion des stocks, contrôle de la qualité du matériel en



stock, dépréciation du matériel en stock), pour l'entretien ou, dans le cadre des étapes de planification, pour la construction d'une installation (cf. point 2.1.3).

Les positions 200.1a « Exploitation des réseaux » et 200.2 « Entretien des réseaux » doivent être présentées séparément. Si elles ne sont pas séparées, il convient de l'indiquer dans les remarques.

### **3.2.12 OSTRAL (position 200.1b)**

En cas de pénurie d'électricité, le Conseil fédéral peut ordonner des mesures de gestion de l'approvisionnement économique du pays (AEP). L'AEP a chargé l'Association des entreprises électriques suisses (AES) des préparatifs nécessaires à la mise en œuvre de ces mesures. Dans cette optique, l'AES a créé l'Organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise (OSTRAL). On saisira dans cette position les coûts qui surviendront en raison des consignes de l'OSTRAL destinées à préparer et à exécuter les mesures de gestion de l'AEP (art. 4, al. 2, de l'ordonnance sur l'organisation d'exécution de l'approvisionnement économique du pays dans la branche électricité (OEBE ; RS 531.35). Conformément à l'art. 4, al. 3, OEBE, l'EICom est chargée de surveiller ces coûts.

### **3.2.13 Autres coûts (position 200.3)**

Les coûts ne pouvant exceptionnellement pas être attribués précisément doivent être imputés à la position 200.3, quelle que soit leur nature.

### **3.2.14 Pertes actives des réseaux propres (position 200.4)**

Dans cette position, seules doivent être saisies les pertes actives du propre réseau (cf. 3.1.2).

En vertu de l'art. 15, al. 1, let. a, OApEI, Swissgrid facture individuellement aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport les coûts de compensation des pertes et de fourniture d'énergie réactive qu'ils ont occasionnés. Ces coûts doivent être présentés à la position 300 (cf. point 3.2.15 ci-dessous).

### **3.2.15 Coûts des réseaux amont (position 300)**

Les coûts des niveaux de réseau amont sont a priori repris de l'onglet « Généralités » par le biais de formules. Si des valeurs différentes ont été utilisées pour votre calcul, veuillez remplacer les formules par la valeur effective.

Il y a lieu d'indiquer les coûts nets, c'est-à-dire déduction faite des éventuels rabais. Les paiements compensatoires reçus en situation de superposition (« pancaking ») sont également à déduire.

Les coûts doivent être enregistrés dans les colonnes des niveaux de réseau auxquels vous êtes raccordés à votre fournisseur amont. Si votre niveau de réseau le plus élevé est par exemple le NR3, les coûts du fournisseur amont doivent être saisis au NR2, sauf dans les cas de superposition (« pancaking »), où les coûts devraient être saisis au NR3.

### **3.2.16 Coûts des services-système et de la réserve d'électricité (position 400)**

Les services-système (SS) et la réserve d'électricité sont les services nécessaires à l'exploitation stable et sûre du réseau dans l'approvisionnement en électricité. Il s'agit de services auxiliaires que les gestionnaires de réseau d'électricité sont tenus de fournir en plus du transport et de la distribution d'énergie électrique.



Les coûts facturés par Swissgrid pour les services-système fournis et pour la réserve d'électricité sont saisis à la position 400. Les coûts des services-système de votre propre réseau doivent être imputés à la position 200.1 (cf. ci-dessus 3.2.10).

Veillez utiliser exclusivement cette position pour les coûts facturés par Swissgrid et ne les indiquez pas en utilisant le niveau de réseau 1.

### **3.2.17 Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage (position 500)**

#### **3.2.17.1 Généralités**

La comptabilité analytique doit faire apparaître séparément toutes les positions nécessaires au calcul des coûts imputables, dont les coûts de mesure et d'information, les coûts des systèmes de mesure intelligents et les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses (art. 7, al. 3, let. f, <sup>f<sup>bis</sup></sup> et m, OApEI).

Conformément au nouvel article 13a, lettre a, OApEI, tous les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure visés dans cette ordonnance sont imputables. Cela s'applique à tous les systèmes de mesure qui sont mis en service pendant le champ d'application temporel de la nouvelle ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, c.-à-d. à partir du 1.1.2018. Ainsi, les coûts des dispositifs de mesure des courbes de charge (qui ne sont pas encore conformes à l'art. 8a ss, OApEI) sont imputables au réseau (art. 31I, al. 3, OApEI).

Avec l'entrée en vigueur de la stratégie Réseaux électriques le 1er juin 2019, l'article 31e, alinéa 4, OApEI est abrogé. À partir de cette date, les coûts des dispositifs de mesure de la courbe de charge déjà utilisés avant le 1er janvier 2018 sont également imputables. Les coûts déjà imputables au réseau à partir du 1er janvier 2018 sont les coûts des systèmes de mesure installés chez les producteurs à partir de cette date (art. 15, al. 1, LApEI ; art. 13a, let. a, OApEI)

#### **3.2.17.2 Coûts des systèmes de mesure intelligents (position 510)**

Des tiers peuvent participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information (cf. art. 8, al. 2, OApEI).

Pour mettre en œuvre ce qui précède (art. 7, al. 3, let. f et <sup>f<sup>bis</sup></sup>, et art. 8, al. 2, OApEI), le gestionnaire de réseau de distribution doit ainsi détailler les coûts, en particulier en ce qui concerne les prestations de mesure.

Le nouvel article 17a LApEI, précisé par les art. 8a et 8b OApEI, instaure un nouveau standard minimum en matière de système de mesure intelligent. Une part 80 % des installations de mesure d'une zone de desserte devront répondre à ce standard dans les dix ans qui suivent l'entrée en vigueur de la modification du 1<sup>er</sup> novembre 2017 (art. 31e, al. 1, OApEI), soit le 31 décembre 2027.

Les coûts des systèmes de mesure intelligents qui satisfont aux standards fixés à l'art. 17a LApEI en lien avec les articles 8a et 8b OApEI, doivent être saisis à la position 510 « Coûts des systèmes de mesure intelligents ». Les coûts des systèmes de mesure qui, selon l'art. 31I, al. 1 et 2, OApEI, peuvent être attribués à ces 80 %, sont également imputés à la position 510 « Coûts des systèmes de mesure intelligents ». Ces dispositions divergent du SCCD-CH, qui attribue ces coûts à la position 520 « Coûts des autres systèmes de mesure et d'information » (cf. également 2.2.8).



### **3.2.17.2.1 Coûts des autres instruments de mesure et d'information**

Par contre, toutes les installations de mesure qui ne remplissent pas les standards fixés à l'art. 17a LApEI, en lien avec les articles 8a et 8b, OApEI, et qui ne peuvent pas être affectées aux 80 % selon l'art. 31j, al. 1 et 2, OApEI, mais qui sont toujours en fonction, doivent quant à elles être enregistrées à la position 520 « Coûts des autres systèmes de mesure et d'information ».

### **3.2.17.2.2 Amortissements théoriques pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.1 et 520.1)**

Les amortissements des systèmes de mesure compris dans les immobilisations régulateurs doivent être présentés sous cette position. Une double prise en compte des coûts des systèmes de mesure, dans les immobilisations régulateurs du réseau et dans les amortissements déclarés à la position 100.1 d'une part, et dans les coûts de mesure d'autre part, n'est pas autorisée. Les coûts des installations utilisées partiellement, comme les systèmes de gestion des données énergétiques, doivent être imputés en proportion correspondante aux coûts de mesure et au réseau. L'EICOM se réserve le droit d'effectuer des contrôles par échantillonnage à ce sujet.

Voici quelques exemples d'installations qu'il est permis d'intégrer dans les immobilisations régulateurs et qui, par conséquent, peuvent être amorties et rémunérées : compteurs, éventuels transformateurs, bornes de contrôle, unités de communication, appareil de saisie mobile des données, équipement de relevé à distance des compteurs, etc.

### **3.2.17.2.3 Intérêts théoriques pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.2 et 520.2)**

Les intérêts théoriques des systèmes de mesure compris dans les immobilisations régulateurs doivent être présentés sous cette position. Une double prise en compte des coûts des systèmes de mesure, dans les immobilisations régulateurs du réseau et dans les intérêts déclarés à la position 100.2 d'une part, et dans les coûts de mesure d'autre part, n'est pas autorisée.

Comme les systèmes de mesure entrent dans les coûts du réseau et qu'ils font donc partie du patrimoine du réseau nécessaire à son exploitation, on recourt au même taux de WACC que pour le calcul des intérêts théoriques du réseau.

### **3.2.17.2.4 Prestations de mesure pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.3 et 520.3)**

Pour les systèmes de mesure intelligents, il faut saisir la part respective des coûts suivants (coûts propres ou coûts de tiers) :

- coûts d'exploitation du dispositif de relevé à distance des compteurs (RDC) et de transmission des données ;
- coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (part des coûts du réseau EDM) pour la mise à disposition, l'archivage et la fourniture des données ;
- coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (part des coûts du réseau EDM) pour les processus de changement, les contrôles de plausibilité et l'établissement des valeurs de substitution.



### **3.2.17.2.5 Autres coûts pour les systèmes de mesure des deux types (positions 510.4 et 520.4)**

Voici quelques exemples de coûts saisis à ces positions :

- logistique liée aux compteurs (achat, stockage, installation, étalonnage, contrôle périodique des compteurs, entretien, gestion du stock, etc.), gestion des compteurs et des stations de mesure (gestion des données de base) ;
- coûts d'exploitation pour les relevés et la transmission des données (p. ex. saisie mobile des données (SMD) ;
- coûts de communication ;
- coûts proportionnels pour les locaux, l'informatique et les véhicules, etc.

### **3.2.17.3 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (position 530)**

Si un consommateur final, un producteur ou un exploitant de stockage consent à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau (flexibilité) soit utilisé, il doit notamment convenir des modalités de rétribution de l'utilisation du système avec le gestionnaire de réseau (art. 8c, al. 1, let. c, OApEI).

Cette rétribution doit se fonder sur des critères objectifs et ne doit pas être discriminatoire (art. 8c, al. 2, OApEI). Les taux de rétribution doivent être publiés (art. 8c, al. 3, OApEI en lien avec les art. 12, al. 1, LApEI et l'art. 10 OApEI). La comptabilité analytique doit faire apparaître séparément toutes les positions nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, indemnités incluses (art. 7, al. 3, let. m, OApEI). L'indemnité dont il est question ici est la rétribution dont le gestionnaire de réseau s'acquitte en faveur du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage pour sa flexibilité (art. 8c OApEI).

Pour mettre en œuvre ce qui précède, le gestionnaire de réseau de distribution doit détailler les coûts générés par les systèmes de commande et de réglage au sens de l'art. 8c OApEI. Les données comptables correspondantes doivent être enregistrées à la position 530 « Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents ». Cette position doit contenir, outre l'ensemble des installations qui entrent dans la description des systèmes de commande et de réglage intelligents, les installations classiques de commande centralisées (cf. Explications sur la révision partielle de l'OApEI de novembre 2017, p. 10 ss ; art. 31 s. OApEI).

Si un gestionnaire de réseau offre une utilisation flexible du réseau au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage au moyen de systèmes de commande et de réglage intelligents, il a non seulement l'obligation de publier la rétribution prévue dans sa feuille tarifaire (art. 8c, al. 3, OApEI en lien avec les art. 12, al. 1, LApEI et l'art. 10, OApEI), mais également d'enregistrer les montants ainsi versés dans la comptabilité analytique à la position 530.3 « Indemnités au consommateur final et au producteur ».

## **3.2.18 Coûts administratifs (position 600)**

### **3.2.18.1 Administration et distribution (positions 600.1 et 600.2)**

Veillez saisir les frais généraux d'administration et de distribution du réseau pour chaque niveau de réseau. Le document SCCD-CH 2019 fournit, à la page 26, une présentation détaillée des coûts saisis aux positions 600.1a et 600.2. Contrairement au SCCD, l'EICom ne considère pas que les coûts des



relations publiques sont nécessaires à un réseau sûr et efficace (cf. point 3.2.9.5). Les relations publiques n'ont rien à voir avec l'exploitation du réseau puisque les gestionnaires de réseau ne sont pas en concurrence avec d'autres fournisseurs dans leur zone de desserte.

Il faut également déclarer les coûts généraux d'administration et de distribution/commercialisation pour le secteur d'activité « fourniture d'énergie » qui sont entrés dans votre comptabilité analytique pour 2023. En faisant état de ces données, vous montrez comment vous imputez au réseau les coûts généraux d'administration et de distribution/commercialisation, qui consistent généralement en des frais généraux. En outre, ces données nous permettent de comprendre la structure de vos coûts de revient de l'énergie (cf. point 5.1).

Les coûts de l'énergie électrique fournie à vos clients ne sont pas saisis ici mais dans le formulaire « Prix de revient ».

### **3.2.18.2 Intérêts théoriques du FRN nécessaire à l'exploitation (position 600.3)**

#### **3.2.18.2.1 Bases légales et directives de l'EICom**

L'art. 15, al. 3, let. b, LApEI prévoit que les gestionnaires de réseau ont droit à des intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, lesquelles se composent au maximum des valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations existantes en fin d'exercice et du capital de roulement net nécessaire à l'exploitation (art. 13, al. 3, let. a, OApEI).

Le capital de roulement net ou fonds de roulement net (FRN) peut être rémunéré au taux de WACC en tant que composante des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation (art. 13, al. 3, let. b, OApEI).

Ni la LApEI ni l'OAPEI ne contiennent une définition plus précise des éléments constitutifs du FRN nécessaire à l'exploitation. Selon les tribunaux, il n'est donc pas illicite que l'EICom précise la notion de FRN nécessaire à l'exploitation. Pour calculer le FRN, l'EICom a développé une longue pratique confirmée par les tribunaux (ATF 138 II 465, consid. 9 ; arrêts du Tribunal administratif fédéral A-5141/2011 du 29 janvier 2013, consid. 11.3. ; A-2222/2012 du 10 mars 2014, consid. 7.2 ; A-8638/2010 du 15 mai 2015, consid. 8 ; A- 2606/2009 du 11 novembre 2010, consid. 13).

Selon la pratique de l'EICom, les coûts théoriques des immobilisations réglementaires (amortissement et intérêts), les stocks et les coûts d'exploitation de l'année correspondante constituent la base permettant de calculer le FRN. Outre les propres coûts d'exploitation et de capital, les coûts de réseau de distribution des réseaux amonts et les coûts des services-système peuvent servir à calculer le FRN nécessaire à l'exploitation (p. ex. décision de l'EICom 211-00011 [ancienne : 957-08-141] du 7 juillet 2011, ch. marg. 104 ss ; décision de l'EICom 211-00011 du 3 juillet 2014, ch. marg. 24 et 39 ; décision de l'EICom 211-00016 du 17 novembre 2016, ch. marg. 234 ; décision de l'EICom 211-00008 du 22 janvier 2015, ch. marg. 222). Il faut aussi prendre en considération les coûts facturés par Swissgrid pour la réserve d'électricité ainsi que les différences de couverture imputées aux tarifs, qu'il s'agisse d'un montant positif ou d'un montant négatif de différence de couverture.

Il n'est pas permis d'intégrer dans le calcul du FRN les différences de couverture échues mais non encore intégrées dans les tarifs. Si l'état des différences de couverture entrait dans le calcul du FRN, ces différences porteraient deux fois des intérêts, ce qui ne contribuerait pas à une exploitation efficace du réseau (art. 15, al. 1, LApEI). Concernant le calcul et la rémunération des différences de couverture, cf. Directive 2/2019 de l'EICom.



La pratique de l'EICom prévoit un calcul du FRN basé sur les coûts. Des méthodes axées sur le chiffre d'affaires ne sont donc pas applicables pour la raison suivante : les tarifs d'un gestionnaire de réseau reposent sur les coûts effectifs de la dernière année tarifaire clôturée, éventuellement complétés par les coûts prévisionnels, et ils contiennent les amortissements et les intérêts théoriques du patrimoine nécessaire à l'exploitation. Multipliés par les valeurs énergétiques effectivement écoulées, ces tarifs constituent les produits effectifs de l'année tarifaire concernée. Les tarifs sous-jacents à ces produits effectifs reposent toutefois seulement sur les coûts prévisionnels. Par conséquent, les produits ne conviennent pas pour calculer le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation et effectivement imputable. C'est pourquoi il faut s'appuyer sur les coûts effectifs de l'année tarifaire concernée.

### **3.2.18.2 Intérêts théoriques du FRN (600.3)**

Il faut indiquer ici les intérêts théoriques sur le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation, qui sont inclus dans votre comptabilité analytique. Veuillez expliquer le calcul des intérêts sur la feuille « Fonds de roulement net » (cf. point 3.6).

### **3.2.18.3 Contrôle étatique des installations (position 600.5)**

Il faut saisir à la position 600.5 les coûts engendrés par les mesures de contrôle effectuées ou engagées par l'État pour garantir la sécurité du réseau (p. ex. avis et surveillance des appels de contrôle, gestion des documents de sécurité, surveillance de l'exécution et mise en œuvre des contrôles par échantillonnage, etc.).

### **3.2.18.4 Coûts des mesures d'innovation et de sensibilisation en matière de réduction de la consommation (positions 600.7 et 600.8)**

#### **3.2.18.4.1 Coûts des mesures innovantes (position 600.7)**

Il faut mentionner ici les coûts des mesures d'innovation pour les réseaux intelligents (art. 7, al. 3, let. n, OApEI et art. 13b OApEI). Ces coûts sont imputables à concurrence maximale de 1 % de la somme des coûts d'exploitation et de capital imputables.

Sont considérés comme mesures novatrices pour des réseaux intelligents le fait de tester ou d'utiliser des méthodes et des produits novateurs issus de la recherche et du développement en vue d'augmenter à l'avenir la sécurité, la performance ou l'efficacité du réseau (art. 13b, al. 1, OApEI). Les coûts de telles mesures sont imputables à concurrence maximale de 1 % de la somme des coûts d'exploitation et de capital imputables du gestionnaire de réseau durant l'année concernée. Un montant maximal de 500 000 francs peut être imputé (1 million de francs pour la Société nationale du réseau de transport).

Les gestionnaires de réseau documentent leurs mesures innovantes et ils en publient la documentation. Ils décrivent notamment le projet, la méthode appliquée, l'utilité attendue et obtenue et les dépenses (cf. art. 13b, al. 3, OApEI).

Si vous faites valoir des coûts liés à des mesures innovantes, vous devez transmettre les documents correspondants à l'EICom au format PDF (descriptif du projet et liste de coûts) au moyen du portail e-GOV.

**Veillez noter qu'il n'est pas permis de déclarer à double** les coûts liés à des mesures innovantes réalisées au moyen de ressources déjà prises en compte dans les tarifs. De tels coûts doivent donc être déduits de la position de coûts correspondante avant d'être présentés ici. L'EICom se réserve le droit



de contrôler les coûts correspondants afin de s'assurer que la possibilité de déclarer les mesures innovantes n'entraîne pas une charge double.

#### **3.2.18.4.2 Coûts de sensibilisation en matière de réduction de la consommation (position 600.8)**

Veillez indiquer ici les coûts des mesures de sensibilisation en matière de réduction de la consommation. Ceux-ci peuvent être pris en compte jusqu'à un montant de 0,5 % des coûts d'exploitation imputables. Un montant maximal de 250 000 francs peut être pris en compte (art. 7, al. 3, let. o, OApEI et art 13c, al. 2 OApEI).

Est considéré comme mesure de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation, par exemple, le traitement par le gestionnaire de réseau des données des consommateurs finaux de sa zone de desserte visant à permettre à ces derniers de comparer leur consommation d'électricité individuelle sur différentes périodes à celle de consommateurs présentant des caractéristiques de consommation similaires (cf. art. 13c, al.1, OApEI).

**Veillez noter qu'il n'est pas permis de déclarer à double** les coûts de sensibilisation en matière de réduction de la consommation financés par des ressources déjà prises en compte dans les tarifs. Il faut donc déduire de tels coûts à la position de coûts correspondante avant de les présenter ici. L'EICom se réserve le droit de contrôler les coûts en question de manière à s'assurer que la possibilité de déclarer les coûts de sensibilisation en matière de réduction de la consommation n'entraîne pas de double charge.

#### **3.2.18.5 Impôts directs (position 700)**

##### **3.2.18.5.1 Généralités**

La Confédération, les cantons et les communes imposent le bénéfice des personnes morales. La forme juridique n'est cependant pas le seul facteur déterminant si un gestionnaire de réseau est imposé ou non. En effet, divers gestionnaires de réseau sont explicitement exonérés de l'impôt. S'agissant de l'impôt direct, l'imposition du bénéfice est prépondérante, tandis que l'imposition du capital ne joue qu'un rôle minime.

Si les divers secteurs d'activité ne sont pas complètement séparés du point de vue juridique (s'ils ne sont pas imposés comme des sujets fiscaux distincts), l'impôt doit être réparti conformément au principe de causalité entre les domaines d'affaires impliqués. Comme l'impôt sur le bénéfice dépend directement du montant du bénéfice, il doit être réparti en proportion des bénéfices respectifs des domaines d'affaires.

##### **3.2.18.5.2 Impôt direct, calcul de l'impôt théorique**

L'EICom attend que l'on applique en principe les montants d'impôt direct (valeurs effectives selon la facture fiscale) découlant des comptes annuels du réseau (cf. point 1.1.6.2 ci-dessus concernant les comptes annuels).

La loi ne prévoit pas de séparation juridique de l'exploitation du réseau. C'est pourquoi le secteur du réseau est habituellement soumis à l'impôt avec d'autres secteurs. De ce fait, il n'est pas toujours possible de déterminer le montant de l'impôt direct pour la seule exploitation du réseau. En pareil cas, on



peut exceptionnellement recourir à un montant d'impôt théorique en lieu et place d'un montant d'impôt direct équivalent à une charge.

La législation sur l'approvisionnement en électricité définit le « bénéfice approprié » dans le domaine monopolistique du réseau par la rémunération du patrimoine nécessaire à l'exploitation, plus précisément par la rémunération de la part des fonds propres. De ce fait, les bénéfices sur lesquels se fondent l'impôt théorique sont déterminés à partir du patrimoine nécessaire à l'exploitation, compte tenu du ratio de financement utilisé dans l'établissement du WACC, sur la base du coût des fonds propres dans le WACC. Autrement dit, le bénéfice retenu correspond à la part des intérêts théoriques pour le capital mis à disposition. L'impôt théorique est finalement calculé en utilisant le taux d'impôt applicable.

Comme le bénéfice régulateur ne se définit pas seulement par la rémunération des immobilisations régulatrices, mais aussi par la rémunération du fonds de roulement net, qui comprend lui-même des frais d'impôts, le calcul de l'impôt théorique implique une référence circulaire. Pour les montants importants, la pratique des autorités fiscales consiste à résoudre ce point par itération multiple.

### **3.2.18.5.3 La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ne constitue pas un coût imputable**

Bien que les gestionnaires de réseau soient en majorité assujettis à la TVA, il va de soi que cet impôt ne constitue pas un coût imputable, puisqu'il s'agit de coûts purement transitoires (« postes neutres »). La TVA est un impôt indirect sur la consommation (impôt multiphase avec déduction de l'impôt préalable) mis à la charge du consommateur final à raison du montant figurant sur sa facture. Les gestionnaires de réseau paient une taxe sur la valeur ajoutée pour les prestations qu'ils achètent, mais ils peuvent déduire ces coûts dans leur décompte TVA au titre de l'impôt préalable.

### **3.2.18.5.4 Les impôts latents ne constituent pas de coûts imputables**

Les impôts latents ne font pas partie des coûts d'exploitation. En droit commercial, les impôts latents ne sont pas effectivement dus durant l'exercice correspondant. De ce fait, ils ne sont pas passés en compte et ne constituent donc pas des coûts au sens de la gestion d'entreprise (arrêt du Tribunal administratif fédéral A-2876/2010 du 20 juin 2013, consid. 5.3.3.4.).

### **3.2.18.6 Impôts directs (position 700)**

Il faut indiquer dans les champs correspondants les montants d'impôt direct facturés effectivement pour la période considérée, par analogie avec ceux pris en compte dans votre calcul des rémunérations de l'utilisation du réseau. Il s'agira généralement d'impôt sur le bénéfice et, dans certains cas, d'impôt sur le capital (position 700.3). Si vous tenez compte dans votre calcul d'un montant d'impôt sur le bénéfice équivalent à une charge effective, veuillez reporter le montant sous 700.1. Les montants d'impôt sur le capital basé sur les charges effectives pris en compte dans le calcul doivent figurer à la position 700.3. Si vous tenez compte d'un montant d'impôt théorique sur le bénéfice, vous devez en saisir le montant sous 700.2.

Veuillez expliquer comment vous parvenez au montant d'impôt calculé. Si vous revendiquez des montants d'impôt théoriques, esquissez la méthode de calcul employée. Si vous avez recouru à des montants d'impôt équivalents à des charges effectives, veuillez expliquer comment vous les avez obtenus (p. ex sur la base des impôts comptabilisée dans l'exercice 2023).



### **3.2.18.7 Taxes et prestations aux collectivités publiques et supplément de réseau selon l'art. 35 LEnE (positions 750 et 800)**

Les taxes et les prestations fournies aux collectivités publiques sont généralement traitées comme suit :

1. directement en tant que montant à verser à la collectivité publique ;
2. indirectement, par l'obligation faite au gestionnaire de réseau de proposer des tarifs spéciaux aux pouvoirs publics (p. ex. rabais pour les écoles, théâtres, piscines, éclairage public, etc.) ou de renoncer à toute rémunération, de sorte que :
  - a) les coûts correspondants doivent être imputés aux utilisateurs du réseau non privilégiés, ou que
  - b) le gestionnaire de réseau subit une baisse correspondante de son bénéfice.

Les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques doivent apparaître séparément dans la comptabilité analytique (art. 7, al. 3, let. k, OApEI).

Dans le cas 2a), les montants concernés contenus dans les positions 100 à 700 doivent être transférés à la position 750, dans la mesure où ils ne sont pas financés par le bénéfice autorisé par la régulation. Le report à la position 800.1a s'effectue automatiquement. Si, dans le cas 2a), vous ne pouvez pas chiffrer exactement les coûts, estimez-les en déterminant la différence entre la valeur de la prestation fournie selon le tarif qui serait facturé à un client non privilégié et le tarif réellement appliqué.

*Exemple :*

Les services industriels de la commune A alimentent les installations communales de loisirs à des conditions préférentielles. La facture pour l'utilisation du réseau s'élève à 200 000 francs au lieu de 500 000 francs, et la différence de 300 000 francs est ainsi imputée aux utilisateurs non privilégiés. Dans ce cas, il y a lieu de saisir à la position 750 un montant de 300 000 francs à titre de prestations gratuites et rabais accordés aux collectivités publiques (PCP). Ce montant est automatiquement reporté à la position 800.1a. Si les installations de loisirs étaient desservies gratuitement, le montant s'élèverait à 500 000 francs.

Dans le cas 2b), c'est-à-dire si les différences résultant de conditions préférentielles ou de prestations gratuites ne sont pas imputées aux utilisateurs du réseau, mais déduites directement du bénéfice du gestionnaire de réseau, il n'y a rien à mentionner à la position 750. Veuillez indiquer dans ce cas le montant concerné dans le champ « Remarques ».

Les montants de la position 750 seront reportés automatiquement à la position 800.1a.

Indiquez à la position 800.1b, les taxes et prestations aux collectivités publiques qui n'entrent dans aucune autre catégorie de la position 800, dans la mesure où elles ne sont pas financées par le bénéfice réglementé autorisé.

Concernant les droits de concession (position 800.2), indiquez les coûts dont vous devez vous acquitter pour l'usage du sol public.

Indiquez à la position 800.3, le supplément de réseau selon l'art. 35 LEnE pour la promotion des énergies renouvelables, l'assainissement des cours d'eau, etc.



### 3.2.19 Autres produits et revenus (position 900)

Veillez indiquer comment vous traitez les autres produits et revenus liés à des prestations fournies avec les ressources du réseau. Deux méthodes sont fondamentalement possibles :

- a) vous déduisez les produits/revenus directement dans la position concernée des coûts d'exploitation, ce qui revient à facturer les produits/revenus directement avec les charges (méthode nette) ;
- b) vous présentez les charges et les produits/recettes séparément (méthode brute).

L'EICom considère que la méthode brute est la méthode pertinente, car elle fait apparaître les positions de manière transparente.

Si vous avez indiqué vos coûts d'exploitation aux positions 200 à 800 selon la méthode nette, c'est-à-dire après en avoir déjà déduit vos produits/revenus, veuillez répondre à la question de la position 900 par « méthode nette » et expliquez en détail sous « Remarques » comment vous vous êtes assuré que les positions de coûts correspondantes ont bien été déduites conformément aux dispositions de la LA-pEI.

Veillez mentionner ensuite, dans le champ explicatif, les positions et montants qui s'y rapportent (p. ex. pour la position 200.2 : *les coûts d'entretien bruts de 1 500 000 francs, ont été réduits de 380 000 francs au titre de produits/revenus liés à des prestations facturées en interne*).

Dans un tel cas, il ne faut plus mentionner aux positions 900.1 et 900.2 que les produits/revenus qui n'ont pas encore été déduits d'une position de coûts (c'est-à-dire les produits/revenus présentés selon la méthode brute).

#### 3.2.19.1 Autres coûts facturés individuellement (position 900.1)

Indiquez à la position 900.1 les produits assimilables à des revenus relatifs aux prestations spécifiques facturées individuellement à des utilisateurs ou à des groupes d'utilisateurs par les gestionnaires de réseau. Exemples de prestations : l'énergie réactive, l'alimentation d'urgence, le raccordement de secours, les raccordements ou l'éclairage public si les coûts qui leur sont liés figurent aux positions 100 à 700.

#### 3.2.19.2 Autres résultats d'exploitation (position 900.2)

La position 900.2 est destinée aux autres produits assimilables à des revenus que vous avez pris en compte dans le cadre de vos calculs. Il faut notamment indiquer ici, pour le secteur d'activité du réseau (entrée par niveau de réseau) :

- les autres revenus d'exploitation réalisés avec les ressources du secteur réseau et imputés au réseau dans le calcul des coûts (p. ex. : revenus des travaux de maintenance pour des tiers, revenus des prestations facturées en interne, etc.) ;
- les revenus de la dissolution de provisions, si le coût de la constitution de ces provisions a été, dans le passé, pris en compte dans le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau (timbre) ;
- les revenus provenant de réajustements de valeurs, pour autant que les coûts y relatifs aient été, dans le passé, pris en compte dans le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau (timbre) ;



- les revenus provenant de frais de sommation, d'intérêts moratoires, etc. (partie concernant le réseau) ;
- les revenus de prestations de mesure à des tiers ;
- les indemnités versées dans le cadre de la consommation propre afin de couvrir les coûts de capital qui découlent de l'amortissement d'installations qui ne sont plus utilisées ou qui ne le sont plus que partiellement (art. 3, al. 2<sup>bis</sup>, OApEI) ;
- Les revenus d'installations (ou parties d'installations) vendues appartenant au réseau.
- les revenus d'intérêts réalisés grâce à des ressources attribuées au fonds de roulement nécessaire à l'exploitation du réseau.

L'EICom considère que la méthode brute est la méthode pertinente, car elle permet de présenter les positions correspondantes de manière transparente. Si la méthode nette est appliquée, les positions doivent être réparties adéquatement.

### **3.2.19.3 Prestations propres activées (position 900.3)**

Il faut saisir ici, en réduction des coûts, toutes les prestations propres qui ont généré des valeurs intégrées aux immobilisations régulateurs (cf. point 2.2.10).

### **3.2.20 Affectation des différences de couverture (position 1000)**

Selon la Directive 2/2019 de l'EICom, les excédents de couverture des années précédentes doivent être prises en compte dans les tarifs, en réduction des coûts, généralement pendant une période de trois ans. Le montant correspondant effectivement pris en compte dans les tarifs pendant la période de référence pour réduire les différences de couverture doit être porté à la position 1000. Les parts d'excédent de couverture doivent figurer comme montants négatifs.

Les découverts de couverture peuvent également être compensés dans les années suivantes.

Cette position de coût correspond à l'ancienne position 600.4 « Différences de couverture des années précédentes ».

Concernant les différences de couverture, veuillez aussi prêter attention au point 3.2.3 ss.

### **3.2.21 Revenus à présenter (formulaire 3.2 / différences de couverture, p. 2)**

Les tarifs d'un gestionnaire de réseau reposent sur les coûts effectifs de la dernière année tarifaire clôturée, éventuellement complétés par les coûts prévisionnels, et contiennent les amortissements et intérêts théoriques du patrimoine nécessaire à l'exploitation. Ces tarifs multipliés par les valeurs énergétiques effectivement livrées constituent les produits effectifs de l'année tarifaire considérée.

Conformément à la Directive 1/2022 de l'EICom, « Comptes annuels du réseau : exigences minimales » (disponible sous [EICom \(admin.ch\)](#) > Documentation > Directives), les gestionnaires de réseau doivent présenter ces produits effectifs comme revenus du réseau (concernant les comptes annuels du réseau, cf. point 1.1.6.2 ci-dessus). L'utilisation des revenus et charges survenus selon les comptes annuels correspond au concept, usuel en comptabilité, des « coûts équivalents aux charges » pour les coûts d'exploitation ou des « produits équivalents aux revenus » s'agissant des produits.



L'EiCom attend donc que le montant correspondant des comptes annuels du réseau apparaisse à la position « Chiffre d'affaires provenant de l'utilisation du réseau » (sans position 800).

### **3.2.22 Adaptations décidées par l'EiCom (ou par des instances supérieures)**

Saisissez ici les différences de couverture décidées par l'EiCom ou par une instance supérieure sur la base d'un contrôle des coûts ou des tarifs.

Les excédents de couverture (montants qui réduisent les coûts des périodes suivantes) reçoivent un signe positif (+). Les découverts de couverture (montants qui augmentent les coûts des périodes suivantes) reçoivent un signe négatif (-).

### **3.2.23 Autres différences de couverture**

Veillez saisir ici les montants de correction qui ne résultent ni de décisions de l'EiCom, ni de décisions de justice. Il s'agit notamment des cas suivants :

- effets de corrections apportées a posteriori dans des fichiers de comptabilités analytiques antérieurs qui n'ont pas encore été prises en compte dans les tarifs. Il convient de se référer à la directive 1/2020 sur les adaptations rétroactives des fichiers de comptabilité analytique ;
- effets de corrections effectuées sur injonction de l'EiCom, mais qui ne résultent pas d'une décision (p. ex. sur la base d'observations relatives aux fichiers de comptabilité analytique ou au cours d'un examen préalable).
- Suppression de découverts non pris en compte dans les tarifs selon la directive 2/2019, qu'il s'agisse d'une instruction de l'EiCom ou d'une renonciation du gestionnaire de réseau.

### **3.2.24 Aperçu des différences de couverture**

Les gestionnaires de réseau sont tenus de documenter les différences de couverture et leur réduction correcte et d'en remettre les calculs en tout temps à l'EiCom à la demande de celle-ci. À titre d'aide, le fichier de comptabilité analytique de l'EiCom contient un aperçu au formulaire 3.2 (Différences de couverture du réseau, p. 2). Il faut notamment présenter ici le solde de l'année précédente après prise en compte des différences de couverture dans les tarifs. Dans la version complète du formulaire en ligne, la déclaration doit se faire par niveau de réseau (cf. point 3.2.3).

L'EiCom recommande aux gestionnaires de réseau de conserver les calculs et les chiffres qui les sous-tendent (p. ex. les écarts par rapport aux valeurs effectives), y compris les parts intégrées dans les tarifs et les modifications de l'existant, en la forme d'une présentation du suivi des différences de couverture. Cette présentation ne devrait pas se limiter au « fonds » que représente le solde annuel. Elle devrait montrer et mettre à jour chaque année, en particulier pour les différences importantes, l'évolution des différences de couverture apparues d'année en année ainsi que leur résorption (cf. séance d'information pour gestionnaires de réseau 2012, disponible sous [EiCom \(admin.ch\)](#) > Documentation > Manifestations > Séances d'information pour gestionnaires de réseau > 2012).

## **3.3 Calcul des coûts (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.3)**

### **3.3.1 Généralités**

Le formulaire « Calcul des coûts » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.



Dans ce formulaire vous devez saisir les valeurs sur lesquelles s'appuie effectivement le calcul de vos coûts. Les divergences éventuelles entre les données figurant dans ce formulaire et les données ou calculs figurant dans d'autres formulaires du fichier de saisie doivent être expliquées dans le champ « Remarques » ou dans les champs explicatifs dynamiques.

La base de vos coûts se fonde sur les coûts imputables de l'année de référence (dernier exercice clôturé). Ces coûts peuvent être adaptés en fonction de la situation attendue de votre entreprise durant l'année tarifaire. Dans ce cas, utilisez des données prévisionnelles pour certaines positions ou pour chacune d'entre elles (cf. point 1.2.2 ci-dessus).

Ce formulaire suit dans les grandes lignes la structure du formulaire de calcul des différences de couverture.

Les catégories de coûts et leur numéro, indiqués respectivement dans les intitulés des lignes du tableau du formulaire 3.3, correspondent au « Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH » (AES, SCCD-CH, édition 2019). Pour remplir le formulaire, on se référera, par analogie, aux explications fournies aux points 3.2.8 à 3.2.20 ci-dessus).

Veillez saisir les coûts du réseau électrique dans les premières colonnes ou les premiers champs de saisie et entrer les montants que vous avez attribués par catégorie de coûts aux différents niveaux de réseau pour le calcul des tarifs 2025.

Les données concernant les produits et revenus de la position 900 doivent être traitées de manière analogue.

Les coûts du secteur d'activité « Fourniture d'énergie » sont introduits dans les colonnes ou les champs de saisie suivants. Ce secteur d'activité est subdivisé comme suit : « Clients en approvisionnement de base » (y compris les clients qui pourraient changer de fournisseur mais qui ont renoncé à cette option) et « Clients qui accèdent librement au réseau » (clients libres, en Suisse, qui ont fait usage de leur droit d'accéder au réseau et auxquels vous livrez de l'énergie directement ou indirectement à travers d'autres gestionnaires de réseau). Ces données sont nécessaires pour pouvoir tracer la répartition, entre les secteurs du réseau et de l'énergie, des éléments suivants :

- coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage (position 500),
- coûts administratifs (position 600),
- impôts directs (position 700) et
- autres produits et revenus (position 900).

Ces données seront en outre nécessaires au contrôle de plausibilité de vos coûts de revient pour l'énergie électrique (cf. point 5.1 ci-dessous « Calcul des différences de couverture de l'énergie ; fichier de comptabilité analytique, point Calcul des différences de couverture de l'énergie (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.1) et point 5.2 ci-dessous « Prix de revient et changement dans la clientèle » (fichier de comptabilité analytique, point Prix de revient et changement dans la clientèle (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.2)).

Certaines informations se remplissent automatiquement dans le tableau. Elles résument le total des coûts déclarés, le total des coûts de la fourniture d'énergie et le total des coûts du réseau électrique.

Les coûts de l'énergie ne doivent pas être saisis ici, mais au chapitre 5 « Energie » (cf. point 5.1 ou point 1.1).



Cybersécurité : les coûts résultant d'une mise en œuvre efficace et basée sur les risques des mesures de cybersécurité peuvent être imputés. Pour ce faire, le guide PIC de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP) constitue une bonne référence. Pour l'attribution des coûts imputables, il convient de se référer au présent guide d'utilisation du fichier de comptabilité analytique et, à titre subsidiaire, au schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution suisses (SCCD) de l'Association des entreprises électriques suisses. La structure et les exemples de la communication de l'EI-Com « Imputation des coûts de la cybersécurité » du 28 septembre 2022 peuvent aider à saisir ces coûts de manière appropriée ([https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/mitteilun-gen\\_2022](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/mitteilun-gen_2022)). En règle générale, les coûts liés à la protection des technologies opérationnelles (OT)<sup>1</sup> devraient être indiqués sous les positions 200 et 500 et les coûts liés à la protection de l'informatique (IT)<sup>2</sup> sous la position 600 de la comptabilité analytique. En ce qui concerne la durée d'amortissement du matériel et des logiciels, le tableau 1 du SCCD s'applique. L'EICom se réserve le droit de vérifier, dans le cadre de sa surveillance, la mise en œuvre efficace des mesures de protection et des coûts. La comptabilité financière devrait donc être conçue de manière à ce que les coûts des mesures de protection contre les cyberincidents puissent être présentés le plus simplement possible. Il faut tenir compte du fait que seuls les coûts concernant le réseau peuvent être imputés (art. 15 LApEI en relation avec l'art. 10 LApEI). Les coûts de la protection des systèmes TIC d'autres secteurs (p. ex. énergie, télécommunications, gaz, etc.) doivent être séparés directement ou par le biais d'une clé de répartition appropriée (art. 7, al. 5, OApEI) et imputés aux secteurs correspondants (cf. également chapitre 2, SCCD).

### **3.3.2 Explications relatives aux positions de coûts et de revenus**

#### **3.3.2.1 Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage (position 500)**

Cf. point 3.2.17

##### **3.3.2.1.1 Systèmes de mesure intelligents et autres systèmes de mesure et d'information (positions 510 et 520)**

Cf. point 3.2.17.2.

##### **3.3.2.1.2 Prestations de mesure pour les systèmes de mesure intelligents (position 510.3)**

Cf. point 3.2.17.2.

##### **3.3.2.1.3 Autres coûts des systèmes de mesure intelligents (position 510.4)**

Cf. point 3.2.17.2.5.

---

<sup>1</sup> Par technologies opérationnelles (Operational Technology, OT), on entend les technologies qui sont directement nécessaires à la mise à disposition ou à la fourniture d'électricité (p. ex. SCADA, PIA, accès à distance aux installations dans les sous-stations, télécommande centralisée, gestion des données énergétiques (EDM), compteurs intelligents).

<sup>2</sup> Par technologies de l'information (IT), on entend les technologies de traitement des données qui ne sont pas directement liées à la fourniture d'électricité (p. ex. gestion des données clients, gestion des données du personnel, applications bureautiques).



### **3.3.2.2 Coûts des autres systèmes de mesure et d'information (Position 520)**

Cf. point 3.2.17.

#### **3.3.2.2.1 Prestations de mesure pour les autres systèmes de mesure et d'information (position 520.3)**

Cf. point 3.2.17.3.

#### **3.3.2.2.2 Autres coûts des autres systèmes de mesure et d'information (position 520.4)**

Cf. point 3.2.17.2.5.

### **3.3.2.3 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents (position 530)**

Cf. point 3.2.17.3

### **3.3.3 Coûts des mesures innovantes (position 600.7)**

Cf. point 3.2.18.4

### **3.3.4 Impôts directs (position 700)**

Les impôts théoriques doivent être calculés séparément pour les trois secteurs réseau, production et distribution d'énergie. Seuls les impôts théoriques des secteurs réseau et distribution d'énergie doivent être déclarés.

Cf. point 3.2.18.5

#### **3.3.4.1 Taxes et prestations aux collectivités publiques ainsi que supplément de réseau selon l'art. 35 LEnE (positions 750 et 800)**

Cf. point 3.2.18.7

#### **3.3.4.2 Autres coûts facturés individuellement (position 900.1)**

Cf. point 3.2.19.1

#### **3.3.4.3 Autres résultats d'exploitation (position 900.2)**

Cf. point 3.2.19.2

Le DETEC peut autoriser des projets pilotes (à partir du 1er janvier 2023) visant le développement de technologies, de modèles d'affaires ou de produits innovants dans le secteur de l'énergie, dans la mesure où ils permettent de recueillir des expériences en vue d'une modification de la loi (art. 23a, al. 1, LApEI). Si, dans le cadre d'un projet pilote, des consommateurs finaux sont exemptés de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau, le DETEC peut prévoir, sur demande, que les coûts de réseau non couverts fassent partie des services-système de la société nationale du réseau de transport (art. 23a, al. 4, LApEI). Sur la base d'une autorisation du DETEC, la société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les coûts de réseau non couverts (art. 26a, al. 4 OApEI). Cette indemnisation doit figurer en tant qu'autres résultats d'exploitation à la



position 900.2 de la comptabilité analytique et la mention « projet pilote » doit être indiquée en bas dans les remarques, accompagnée du numéro de procédure et du montant de l'année correspondante.

#### **3.3.4.4 Affectation des différences de couverture (position 1000)**

Veillez saisir ici le montant des différences de couverture que vous prévoyez de prendre en compte dans les tarifs 2025. Tenez compte des instructions de l'EICoM quant à la réduction des différences de couverture et des indications mentionnées au point 3.2.20.

Cette position de coût correspond à l'ancienne position 600.4 « Différences de couverture des années précédentes ».

### **3.4 Aperçu des charges (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.4)**

#### **3.4.1 Aperçu**

Le formulaire « Aperçu des charges » n'est disponible et ne doit être complété que dans la version complète. Il sert à déduire les coûts d'exploitation à partir du compte de résultat du dernier exercice clôturé et il permet ainsi de déduire aussi bien les coûts effectifs pour calculer les différences de couverture que les coûts d'exploitation qui servent de base à la tarification. Partant, ce formulaire aide à prouver les valeurs des formulaires 3.2 « Différences de couverture du réseau » et 3.3 « Calcul des coûts ».

Il faut saisir les coûts équivalents aux charges et les produits équivalents aux revenus du dernier exercice clôturé précédant la période de calcul (champ « période de référence du... au... ») comme base des coûts d'exploitation du réseau selon l'art. 15, al. 2, LApEI et l'art. 12 OApEI.

Veillez n'utiliser dans ce formulaire que des valeurs effectives, c'est-à-dire des valeurs issues de votre comptabilité financière, et aucune valeur théorique ou prévisionnelle. Compte tenu des dispositions de la séparation des activités visées aux art. 10 et 11 LApEI, l'EICoM s'attend à ce que, en cas de contrôle, les valeurs présentées dans le formulaire 3.4. soient déduites en toute transparence de vos comptes annuels du réseau publiés.

Idéalement, un périmètre comptable propre est aménagé dans la comptabilité financière pour servir de base à la séparation des comptes annuels du réseau (bilan et compte de résultat). Cette précaution permet d'accroître la part des écritures directement affectées au secteur réseau et réduit le besoin de recourir à des clés de répartition.

Enfin, veuillez indiquer où sont publiés vos comptes annuels séparés du secteur réseau pour le dernier exercice clôturé (art. 12 LApEI). À cet effet, indiquez l'adresse Internet où vos comptes annuels sont à disposition du public. Merci de télécharger également une version de vos comptes annuels sur le portail de l'EICoM pour les gestionnaires de réseau.



## 3.4.2 Positions du compte de résultat

### 3.4.2.1 Structure du formulaire

#### 3.4.2.1.1 Aperçu

La présente section présente comment les charges et les revenus passeront de la comptabilité financière dans la comptabilité analytique (transfert). À cet effet, il faut transférer les valeurs de la comptabilité financière de l'ensemble de l'entreprise (colonne « Ensemble de l'entreprise ») et les valeurs des comptes annuels séparés du réseau de distribution (colonne « Compte de résultat du réseau »).

Il faut indiquer dans les colonnes suivantes si le transfert des valeurs de la comptabilité financière de l'ensemble de l'entreprise dans les comptes annuels séparés du réseau a été effectué par un report d'écriture direct ou moyennant une clé de répartition (colonne « Directement attribué » ou colonne « Ventilé par clé de répartition »). Merci d'indiquer ici les montants en francs et non en pour-cent.

#### 3.4.2.1.2 Clé de répartition

Ces informations servent à vérifier que les clés de répartition respectent le principe de causalité visé à l'art. 7, al. 5, OApEI. Concernant la répartition, veuillez aussi tenir compte des instructions et informations fournies au point 3.2.9.2 ci-dessus « Imputation des coûts et répartition ».

Si vous n'enregistrez que des prestations facturées en interne, saisissez la valeur 0 et toutes les indications relatives à la facturation interne dans le champ « Remarques » tout en bas du formulaire.

Si les charges et les produits ne sont pas attribués sur la base d'une clé de répartition ou d'une attribution directe, il se peut que les montants exacts ne puissent pas (plus) être reconstitués dans le détail (par compte). Tel peut être le cas, par exemple, lorsque des travaux sont facturés à l'interne. Veuillez alors procéder à une estimation de la répartition de la manière la plus précise possible.

En outre, veuillez indiquer les charges du compte de résultat du réseau prises en compte dans le calcul des coûts 2025, c'est à dire le montant de la comptabilité financière (comptes annuels de réseau) utilisés pour le calcul des tarifs.

Ce montant repose sur les chiffres effectifs de votre comptabilité financière : **aucun montant théorique** n'est admissible en l'occurrence. Il faut en particulier en tenir compte pour les amortissements et les intérêts.

Les charges et les produits du réseau sont tirés du compte de résultat séparé du réseau, qui fait partie des comptes annuels de réseau selon l'art. 11 LApEI. Des montants prévisionnels peuvent être pris en compte lorsqu'un événement causant une variation des coûts est connu au moment du calcul des tarifs et que l'ajustement peut être estimé (cf. point 3.4.3).

Si la structure de votre compte de résultat s'écarte de la structure donnée dans le formulaire, répartissez les positions respectives dans les positions du tableau qui vous semblent les plus appropriées. Si votre compte de résultat ne permet pas d'indiquer de montant dans l'une des positions de la structure présentée, veuillez mentionner dans le champ « Remarques » si ce montant a été attribué à une autre catégorie. Si vous n'êtes pas concernés par cette position, veuillez justifier votre choix.



À noter : étant donné que les charges et les revenus déclarés dans ce formulaire reflètent les données du compte de résultat, les montants ne contiennent ni les coûts théoriques concernant les amortissements et les intérêts ni la différence de couverture. Ainsi, seule une partie des positions du formulaire 3.3, « Calcul des coûts » est reproduite.

Veillez tenir compte des informations concernant les comptes annuels fournies au point 1.1.6.2 ci-dessus.

#### **3.4.2.1.3 Dernier exercice clôturé**

Veillez indiquer ici le début et la fin de votre dernier exercice clôturé. Il s'agit généralement soit du 1.01. et du 31.12. (lorsque l'année civile s'applique), soit du 1.10. et du 30.09. (lorsque l'on se réfère à l'année hydrologique) de l'année (= dernier exercice clôturé) précédant la période de relevé. Autrement dit, il s'agit des valeurs effectives des immobilisations régulatrices au jour de référence du dernier exercice clôturé.

#### **3.4.2.2 Produits / revenus selon le compte de résultat**

Les positions 1.1 à 1.6 correspondent aux produits/revenus enregistrés durant le dernier exercice bouclé. Les gestionnaires de réseau sont tenus de publier le montant annuel de la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 12, al. 1, LApEI). Veuillez reporter ici les revenus des tarifs d'utilisation du réseau encaissés selon votre comptabilité annuelle du réseau. Les éventuels produits liés aux redevances et aux prestations fournies aux collectivités publiques ne doivent pas figurer ici.

Position 1.2 – Produits de la facturation interne : précisez sous la rubrique « Remarques », le mode de facturation ainsi que les principales positions comprises dans les prestations facturées à l'interne. Indiquez séparément les éventuels bénéfices et marges facturés. À l'intérieur d'un groupe de sociétés, au niveau consolidé, les produits de la facturation interne sont égaux à zéro. Au niveau du réseau, les données de la position 1.2 doivent cependant être indiquées dans la colonne réseau.

Position 1.3 – Différences de couverture 2023 : pour la définition et le traitement des différences de couverture, reportez-vous au point 3.2., respectivement au formulaire 3.2 du fichier de comptabilité analytique ainsi qu'à la directive 2/2019 de l'EICOM. Si vous faites apparaître les différences de couverture dans les comptes annuels, veuillez indiquer sous position 1.3.1 un éventuel excédent de couverture (soit l'excédent des revenus effectifs encaissés par rapport aux charges effectives et théoriques que font apparaître vos calculs ex post) et sous position 1.3.2, un éventuel découvert de couverture (soit l'écart négatif des revenus effectifs encaissés par rapport aux charges effectives et théoriques apparus dans vos calculs ex post).

Position 1.4 – Autres produits des livraisons et prestations : sont reportés ici tous les chiffres d'affaires, par exemple les revenus locatifs pour l'utilisation d'installations du réseau. N'y reportez pas les produits, tels que les prestations propres activées, les produits financiers, etc., qui doivent être insérés à la position 1.6 « Autres produits ».

Position 1.5 – Dissolution de provisions : reportez ici les dissolutions de provisions constituées dans le passé et figurant dans le compte de résultat.

Position 1.6 – Autres produits : reportez ici le total de tous les autres produits de l'exercice, tels que les prestations propres activées, les produits financiers ainsi que les produits hors exploitation et les produits extraordinaires.



### 3.4.2.3 Charges selon le compte de résultat

Les positions 2.1 à 2.9 correspondent aux charges enregistrées durant le dernier exercice clôturé.

Position 2.3 – Amortissements : reportez dans les 4 premières colonnes les montants tirés de la comptabilité financière et/ou des comptes annuels de réseau. Dans la dernière colonne à droite, ne reportez que les amortissements qui n'ont pas été pris en compte dans les amortissements théoriques déclarés dans le formulaire 3.3 « Calcul des coûts ».

Position 2.4 – Charges de la facturation interne : précisez sous la rubrique « Remarques » le mode de facturation ainsi que les principales positions comprises dans les prestations facturées à l'interne. Indiquez séparément les éventuels bénéfices et marges facturés.

Position 2.6 – Redevances et prestations aux collectivités publiques et taxes légales : reportez ici les montants correspondants. Dans le cas où les charges pour le supplément perçu sur le réseau selon la loi sur l'énergie ne sont pas enregistrées dans un compte transitoire du bilan, par exemple, mais prises en compte dans le présent poste, assurez-vous que les revenus du supplément perçu sur le réseau soient également pris en compte.

Position 2.8 – Charges financières : reportez dans les 4 premières colonnes les montants inscrits dans la comptabilité financière et/ou dans les comptes annuels du réseau. Dans la dernière colonne à droite, indiquez le montant pris en compte dans le calcul des coûts pour fixer la rémunération pour l'utilisation du réseau 2025 (p. ex. frais bancaires effectifs en lien avec la gestion du compte). Il n'est pas admissible de tenir compte des coûts ou frais relatifs à la levée de capitaux (frais d'émission, frais de prêt, etc.), car ils sont déjà pris en compte dans la nouvelle formule de calcul du WACC en vigueur depuis 2014. Les intérêts théoriques liés à l'infrastructure du réseau prévus dans le formulaire 3.3 « Calcul des coûts » ne doivent pas être enregistrés ici.

Position 2.9 – Autres charges : reportez ici toutes les autres charges de l'exercice, comme les prestations propres enregistrées au passif, les charges financières, les charges hors exploitation et les charges extraordinaires.

### 3.4.2.4 Différences prévisionnelles modifiant les coûts

Reportez au point 4, dans les lignes correspondantes, les faits et activités déjà connus dont vous attendez un effet à la hausse ou à la baisse sur les coûts déterminant les tarifs 2025. Si vous vous êtes limité à saisir les valeurs de l'année de base dans la partie supérieure du tableau, il ne faut plus introduire ici que les différences entre les valeurs prévisionnelles et les valeurs de l'année de base.

Veillez à prendre en compte autant que possible des faits déjà connus qui influencent les valeurs prévisionnelles, afin d'éviter des différences de couverture trop importantes. En outre, nous attirons votre attention sur le fait que la constitution délibérée de découverts de couverture n'est pas autorisée par l'ECom.

Comme exemples de différences prévisionnelles qui ont une incidence sur les coûts, citons : les modifications tarifaires déjà connues des réseaux amont ou des services-système, les adaptations salariales déjà convenues au niveau opérationnel ou un changement des taux d'imposition. Il est éventuellement



aussi possible de prendre en compte, s'agissant des amortissements et des intérêts théoriques, la réalisation de grandes installations planifiée durant l'année de planification visée.<sup>3</sup> Les gestionnaires de réseau qui tiennent compte de valeurs prévisionnelles augmentant leurs coûts doivent aussi prendre en compte les valeurs prévisionnelles qui les diminuent. L'exercice de ce droit est ainsi soumis au principe de continuité.

Ces données permettent de mettre en parallèle les valeurs effectives selon la comptabilité financière et les valeurs utilisées pour le calcul des tarifs selon la comptabilité analytique.

## **3.5 Report des coûts (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.5)**

### **3.5.1 Généralités concernant le formulaire**

Le formulaire « Report des coûts » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.

La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques de ce niveau de réseau (art. 16, al. 2, OApEI). Le formulaire « Report des coûts » nous permet de contrôler vos coûts pour chaque niveau de réseau après la cascade et après l'attribution directe des coûts. Elle nous permet aussi de déterminer le prix moyen arithmétique (ct./kWh) avant la fixation du prix proprement dite.

### **3.5.2 Coûts par niveau de réseau, après report et attribution directe des coûts**

Ce formulaire met en évidence les coûts par niveau de réseau comme base du calcul de vos tarifs. Les coûts après le report reposent sur les coûts que vous avez déclarés dans le formulaire 3.3 et, pour la version complète, dans le formulaire 3.4.

### **3.5.3 Soutirage prévisionnel**

Veuillez indiquer ici quelle quantité de soutirage vous anticipez pour la période de calcul.

## **3.6 Fonds de roulement net (fichier de comptabilité analytique, formulaire 3.6)**

### **3.6.1 Eléments constitutifs du FRN**

L'art. 15, al. 3, let. b, LApEI prévoit que les gestionnaires de réseau ont droit aux intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux. Ces valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation se composent au maximum des valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations à la fin de l'exercice et du capital de roulement net (FRN) nécessaire à l'exploitation (art. 13, al. 3, let. a, OApEI). Le FRN, comme composante des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation, peut être rémunéré au taux de WACC (art. 13, al. 3, let. b, OApEI).

---

<sup>3</sup> À distinguer en l'occurrence des installations seulement prévues, qu'il n'est pas permis de prendre en compte (cf. point 2.2.6 « Installations en construction »).



Selon la pratique de l'EiCom, les coûts théoriques des immobilisations réglementaires (amortissement et intérêts), les stocks et les coûts d'exploitation de l'année correspondante constituent la base permettant de calculer le FRN. Outre les propres coûts d'exploitation et de capital, les coûts des réseaux amonts et les coûts des services-système peuvent servir à calculer le FRN nécessaire à l'exploitation (p. ex. décision de l'EiCom 211-00011 [ancienne : 957-08-141] du 7 juillet 2011, ch. marg. 104 ss ; décision de l'EiCom 211-00011 du 3 juillet 2014, ch. marg. 24 et 39 ; décision de l'EiCom 211-00016 du 17 novembre 2016, ch. marg. 234 ; décision de l'EiCom 211-00008 du 22 janvier 2015, ch. marg. 222). Il faut aussi prendre en considération les différences de couverture intégrées dans les tarifs, qu'il s'agisse d'un montant positif ou d'un montant négatif. Il n'est pas permis d'intégrer dans le calcul du FRN les différences de couverture échues mais non encore intégrées dans les tarifs.

Pour le calcul du FRN, on ne tient pas non plus compte du supplément de réseau selon l'art. 35 LEné (position 800.3) ni des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques selon l'art. 14, al. 1, LApEI (positions 800.1a, 800.1b et 800.2). Ces montants ne sont pas nécessaires à l'exploitation (art. 13, al. 3, let. a, ch. 2 OApEI), car ils sont perçus sur mandat de tiers.

Les positions suivantes peuvent donc être prises en compte dans le calcul du FRN : 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 900 et 1000.

### **3.6.2 FRN : rémunération des réserves de liquidités jusqu'au règlement des factures**

La rémunération du FRN visé à l'art. 13, al. 3, let. a, ch. 2, OApEI tient compte du capital investi par l'entreprise afin qu'elle dispose de liquidités suffisantes en tout temps jusqu'à ce que survienne le paiement de ses prestations dans le secteur d'activité réglementé. Le FRN nécessaire au règlement des opérations dans le secteur réglementé est donc étroitement lié à la périodicité de la facturation. Le calcul du FRN tient compte par conséquent des délais de facturation par l'entreprise, c'est-à-dire la durée moyenne pendant laquelle une entreprise doit maintenir du capital disponible jusqu'au règlement de ses factures.

Dans sa pratique constante, l'EiCom s'appuie sur la périodicité de la facturation pour calculer le FRN. Par exemple, si un gestionnaire de réseau établit ses factures sur une base bimestrielle, il ne doit pas disposer de liquidités pour l'année entière, mais seulement pour deux mois. Dans un tel cas, il faut diviser le capital nécessaire par 6 (12 mois divisés par 2 mois) et un sixième du FRN nécessaire serait rémunéré au taux de WACC.

### **3.6.3 Calcul de la base du FRN**

La base du FRN se calcule en se fondant sur les coûts imputables et sur la fréquence de facturation (éventuellement pondérée). La base du FRN constitue la base de la rémunération.

L'EiCom n'accepte pas de méthode reposant sur le bilan ou sur le chiffre d'affaires pour calculer la base du FRN.

Fréquence pondérée de la facturation : p. ex. 30 % du chiffre d'affaires mensuellement et 70 % trimestriellement =  $12/12 \cdot 0,3 + 12/4 \cdot 0,7 = 2,4$  => La fréquence pondérée de la facturation est de 2,4 mois.

Exemple de calcul avec un total de coûts imputables = 100 KCHF ; périodicité = 4,2 mois ; rémunération = 3.83 % (WACC pour l'année tarifaire 2023) :



$$\text{FRN} - \text{Base} = \frac{\sum \text{Coûts}_{\text{imputables}}}{\text{Facteur du FRN}} = \frac{\sum \text{Coûts}_{\text{imputables}}}{\frac{\text{Nb mois par année}}{\text{Périodicité}_{\text{Facturation}}}} = \frac{100}{\frac{12}{4.2}} = \frac{100}{2.86} = 34.96$$

### 3.6.4 Rémunération

#### 3.6.4.1 Rémunération du FRN sur une base annuelle

La pratique de l'EICoM prévoit que le FRN est déterminé chaque année au jour de référence (31 décembre ou à la date de clôture de l'exercice du gestionnaire de réseau) et qu'il peut être rémunéré au taux de WACC applicable durant l'année tarifaire correspondante. L'intérêt du FRN est aussi porteur d'intérêt (décision de l'EICoM 212-00004 [ancienne : 952-08-005] du 6 mars 2009, p. 39 s.). Le taux d'intérêt appliqué doit correspondre au maximum au WACC de l'année tarifaire concernée.

#### 3.6.4.2 Calcul

Exemple de calcul avec des coûts imputables de total = 100 KCHF, périodicité 4.2 mois, taux d'intérêt 3.83 % (WACC 2023 ; cf. exemple au point 3.6.3) :

Base du FRN \* WACC = 34.96 \* 3.83 % = 1.34 KCHF.

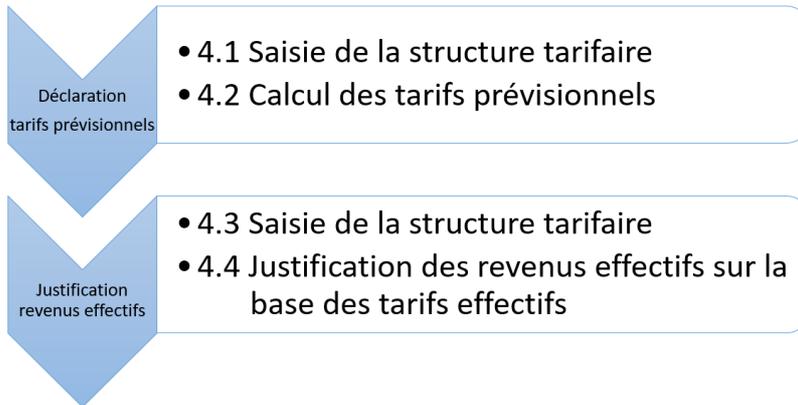
## 4 Revenus du réseau (fichier de comptabilité analytique, chapitre 4)

Les informations des formulaires 4.1 et 4.2 servent à reconstituer vos tarifs et quantités prévus pour la période tarifaire à venir. Quant à elles, les informations des formulaires 4.3 et 4.4 servent à présenter les tarifs et quantités effectives sur lesquelles sont basés les revenus effectifs de la période tarifaire clôturée.

Dans ce contexte, les formulaires 4.1 et 4.3 (Saisie de la structure tarifaire) servent à déterminer la structure de présentation des tarifs dans les formulaires 4.2 ou 4.4. Vous pouvez soit reprendre la structure existante, soit ajouter (au moyen de la fonction « Souhaitez-vous ajouter des éléments supplémentaires ? ») d'autres éléments dont vous avez éventuellement besoin dans les formulaires 4.2 ou 4.4

Par exemple, énergie réactive : l'énergie réactive peut être saisie soit par tarif, soit comme total par niveau de réseau. Cette deuxième option suppose toutefois que vous ayez choisi les paramètres nécessaires dans le formulaire « Saisie de la structure tarifaire » et que vous disposiez de ce fait d'une colonne supplémentaire où vous pouvez saisir la quantité totale du niveau de réseau correspondant.

La figure suivante illustre les relations :



## 4.1 Structure tarifaire (fichier de comptabilité analytique, formulaire 4.1)

### 4.1.1 Généralités et bases légales

#### 4.1.1.1 Généralités

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Saisie de la structure tarifaire ».

Ce formulaire permet de définir la base de la présentation de vos tarifs en fonction des coûts que vous avez déclarés. Dans un premier temps, vous définissez la structure tarifaire.

Dans les formulaires 4.1 et 4.2, il faut saisir les données pour la période tarifaire à venir, sur la base des coûts prévisionnels, qui reposent sur les coûts de la dernière année tarifaire clôturée (2023). Ceux-ci constituent simultanément les revenus attendus pour l'année tarifaire 2025.

Il faut introduire les montants sans les redevances et les prestations fournies aux collectivités publiques et sans le supplément perçu sur le réseau.

#### 4.1.1.2 Bases légales

Les gestionnaires de réseau fixent eux-mêmes leurs tarifs dans le cadre des dispositions de la législation sur l'approvisionnement en électricité (art. 18, al. 1, OApEI). Ils doivent définir les tarifs d'utilisation du réseau de manière à ce que ceux-ci présentent des structures simples et qu'ils reflètent les coûts occasionnés par les consommateurs finaux (principe de causalité). En outre, les tarifs d'utilisation doivent être fixés indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement (principe du timbre-poste) et être uniformes par niveau de tension et par catégorie de clients pour le réseau d'un même gestionnaire (art. 14, al. 3, let. a à c, LApEI, art. 18 OApEI).

Par ailleurs, les tarifs doivent tenir compte d'une utilisation de l'électricité efficace (art. 14, al. 3, let. e, LApEI). De plus, aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV, le tarif d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et sans mesure de puissance doit présenter une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum (art. 18, al. 2 et 3, OApEI ; cf. également le point 4.1.2.1). Ainsi, il n'est pas admissible qu'un éventuel tarif de base dé-



passer 30 % pour des immeubles habités à l'année. Cette disposition repose aussi sur la notion d'efficacité : comme le tarif de base ne peut pas être influencé par la quantité d'électricité consommée, il ne doit pas excéder un certain niveau.

Ces dispositions concernant la structure du tarif d'utilisation du réseau ne s'appliquent pas aux redevances ni aux prestations fournies aux collectivités publiques. Celles-ci n'entrent pas dans le tarif d'utilisation du réseau et doivent être présentées séparément lors de la publication du tarif et de la facturation (art. 6, al. 3, et art. 12, al. 2, LApEI).

## **4.1.2 Thèmes particuliers**

### **4.1.2.1 Tarifs pour les immeubles qui ne sont pas utilisés toute l'année**

La consommation d'électricité est moindre dans un immeuble qui n'est pas utilisé toute l'année. Mais les gestionnaires de réseau doivent dimensionner leur réseau électrique pendant toute l'année en fonction de la consommation maximale, bien que la puissance de pointe ne soit effectivement sollicitée que certains jours. L'art. 18, al. 2, OApEI distingue les biens-fonds utilisés à l'année de ceux qui ne le sont pas et non pas entre résidences principales et résidences secondaires. Il ne faut pas se référer à la destination d'un immeuble mais à la durée de son utilisation concrète. Un logement de vacances loué toute l'année est également considéré comme utilisé à l'année.

Les gestionnaires de réseau qui souhaitent créer un tarif pour les immeubles qui ne sont pas utilisés à l'année, doivent clarifier, au moment de l'attribution d'un tarif à un consommateur final, si un immeuble est utilisé à l'année ou non. L'EiCom a décidé que le nombre de jours d'utilisation par année constitue un critère d'attribution à un groupe de clients distinct compatible avec les dispositions de l'art. 14, al. 3, LApEI (principe de causalité, utilisation efficace de l'électricité) et de l'art. 18, al. 2, OApEI (cf. Communication du Secrétariat technique de l'EiCom du 14 avril 2011 « Tarifs applicables aux résidences secondaires » ; disponible sous [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Communications et Décision de l'EiCom 212-00015 [ancienne : 952-11-014] du 19 septembre 2013).

### **4.1.2.2 Modèles tarifaires nouveaux et dynamiques**

En ce qui concerne l'admissibilité de nouveaux modèles de tarif, veuillez tenir compte des communications et FAQ de l'EiCom sous : [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Communications :

- Questions et réponses sur la Stratégie énergétique 2050
- Tarification pour consommateurs captifs
- Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses

## **4.1.3 Saisie de la structure tarifaire**

### **4.1.3.1 Généralités**

Définissez dans le formulaire « Saisie de la structure tarifaire » la structure du formulaire suivant « Revenus prévisionnels des rémunérations pour l'utilisation du réseau » en indiquant le nombre de vos tarifs de réseau pour chaque niveau de réseau. Le formulaire 4.2 présente alors le nombre correspondant de tarifs pour chaque niveau de réseau, dans lesquels vous pourrez saisir le détail de vos tarifs.



Si les services-système et la réserve d'électricité, l'énergie réactive et l'alimentation d'urgence sont décomptés séparément, le nombre de tarifs ne s'en trouve pas accru pour autant. Mais ces éléments doivent alors être également présentés séparément (dans les lignes correspondantes du formulaire suivant).

En ce qui concerne l'énergie réactive et l'alimentation d'urgence, il est aussi possible de les afficher globalement par niveau de réseau plutôt que par tarif. Si vous voulez faire usage de cette possibilité, vous devez prendre en compte ces éléments lors de la saisie du nombre de tarifs. Par exemple, si vous disposez de 3 tarifs au niveau de réseau 2 (NR 2) et que vous souhaitez saisir globalement tant vos revenus de l'énergie réactive que ceux de l'alimentation d'urgence au NR 2, indiquez le nombre de 5 tarifs.

Si le nombre maximum de tarifs disponible pour la saisie (14 tarifs au plus par niveau de réseau) ne devrait pas suffire, veuillez introduire le dernier tarif en additionnant les données et laissez une note dans le champ « Remarques » indiquant qu'il s'agit d'une addition des tarifs x et y.

Si vous avez besoin d'un élément tarifaire supplémentaire (en plus des éléments tarifaires proposés), vous pouvez également l'ajouter. Les éléments suivants sont déjà disponibles : prix de base, prix de la puissance, prix du travail (HP/HC (été et hiver), tarif de l'énergie réactive, tarif de l'alimentation d'urgence et tarif des services-système.

#### **4.1.3.2 Période de référence pour les revenus provenant des rémunérations pour de l'utilisation du réseau**

Veuillez indiquer ici la période pendant laquelle les coûts de réseau calculés pour la période tarifaire 2025 doivent être perçus. Généralement, la période de calcul correspond à votre exercice.

#### **4.1.3.3 Quantités**

Veuillez indiquer ici si les quantités mentionnées sur lesquelles se base votre calcul tarifaire correspondent aux quantités effectives d'une période précédente ou à des valeurs prévisionnelles pour 2025. S'il s'agit de valeurs prévisionnelles, merci d'exposer brièvement comment vous les avez calculées.

Il est possible de saisir l'énergie réactive et l'alimentation d'urgence soit par tarif, soit globalement par niveau de réseau. Cette deuxième option suppose toutefois que vous ayez choisi les paramètres nécessaires dans le formulaire « Saisie de la structure tarifaire » de manière à ce qu'une colonne supplémentaire soit à votre disposition pour y saisir la quantité totale correspondant au niveau de réseau considéré (cf. point 4.2). Dans cette variante, vous remplirez les autres champs de la colonne avec la valeur 0.

#### **4.1.3.4 Composantes des services-systèmes et coûts de la réserve d'électricité**

Veuillez indiquer si vous avez intégré les coûts des services-système et de la réserve d'électricité dans votre tarif d'utilisation du réseau. Merci de répondre par :

- oui, si vous avez intégré les services-système et la réserve d'électricité dans le tarif de travail pour l'utilisation du réseau conformément aux tarifs des « services-système » et de la réserve d'électricité de Swissgrid pour la période de référence ;
- non, si vous indiquez les services-système et/ou la réserve d'électricité, conformément aux tarifs des « services-système » et de la réserve d'électricité de Swissgrid valables pour la période



de référence, sur les factures et les feuilles tarifaires en tant que position séparée dans les tarifs du réseau.

Notez qu'une indication pour les redevances et les prestations n'est pas admissible (cf. Directive 1/2014 de l'EICOM « Facturation transparente et comparable », [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Directives).

#### **4.1.3.5 Tarifs réduits en raison de contrats de concession**

Il faut indiquer ici si les clients finaux paient des rémunérations pour l'utilisation du réseau réduites, voire s'ils en sont entièrement exemptés. Ce cas peut notamment survenir en raison de contrats de concession passés avec des centrales électriques. Si des clients finaux sont au bénéfice de tels avantages, décrivez et chiffrez-les (si possible) dans le champ correspondant.

## **4.2 Revenus prévisionnels des rémunérations de l'utilisation du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 4.2)**

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Revenus prévisionnels des rémunérations de l'utilisation du réseau ».

Ce formulaire sert à comparer les coûts de réseau déclarés pour les tarifs 2025 avec les revenus prévisionnels de vente de cette période de calcul (vérification).

Nous vous prions d'indiquer les tarifs nets, c'est-à-dire après déduction des rabais et en tenant compte des suppléments et des réductions des points de mesure.

Toutes les prestations facturées aux utilisateurs du réseau qui ne sont pas intégrées dans les tarifs mais qui sont décomptées séparément doivent aussi être saisies séparément, pour autant que les recettes correspondantes ne soient pas déduites dans le calcul des coûts à titre de produits diminuant les coûts. Un tel cas peut notamment survenir pour l'énergie réactive, l'alimentation d'urgence ou les coûts des services-système du réseau de transport.

Pour l'énergie réactive, l'alimentation d'urgence et les services-système du réseau, des lignes de saisie sont déjà prévues. Si vous souhaitez comptabiliser encore d'autres éléments séparément, il vous est possible d'ajouter les composantes supplémentaires (p. ex. un champ pour les quantités ou le prix, etc.) dont vous avez besoin pour présenter vos tarifs en recourant à la fonction « Souhaitez-vous ajouter des éléments supplémentaires ? »

Si vous voulez déclarer les revenus de l'énergie réactive et de l'alimentation d'urgence, comme décrit au point 4.1, non pas par tarif mais globalement par niveau de réseau, veuillez désigner les tarifs auxiliaires correspondants en conséquence et portez la quantité ou le prix par niveau de réseau une seule fois dans la ligne de cette colonne. Puis, vous saisissez la valeur 0 dans les champs du tarif auxiliaire dont vous n'avez pas besoin.

Notez que les produits du supplément réseau ne doivent pas être portés à la rubrique des revenus de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Si vous utilisez plus de tarifs qu'il n'est prévu dans le formulaire, veuillez introduire le dernier tarif en additionnant les données et laissez une note dans le champ « Remarques » indiquant qu'il s'agit d'une addition des tarifs x et y.



### **4.3 Structure tarifaire effective (fichier de comptabilité analytique, formulaire 4.3)**

Le formulaire « Structure tarifaire effective » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau. Il reprend la même structure, la même fonction et le même contenu à déclarer que le formulaire 4.1 (cf. point 4.1).

Important : les valeurs déclarées sont des valeurs effectives : pour déclarer les quantités, il faut utiliser les valeurs effectives de la période tarifaire clôturée.

Vous pouvez enregistrer les éventuelles différences entre vos tarifs effectifs et vos recettes effectivement réalisées au cours de l'exercice écoulé à la position « Paiements anticipés, différences d'arrondi et autres ». Veuillez indiquer de quoi il s'agit dans le champ « Remarques ».

### **4.4 Revenus effectifs des rémunérations de l'utilisation du réseau (fichier de comptabilité analytique, formulaire 4.4)**

Le formulaire « Revenus effectifs des rémunérations de l'utilisation du réseau » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau. Il reprend la même structure, la même fonction et le même contenu que le formulaire 4.2 (cf. point 4.2).

Ce formulaire sert à prouver, les revenus effectifs perçus durant l'année tarifaire 2023, sur la base des quantités effectives et des tarifs 2023 pour le calcul des différences de couverture. Les valeurs saisies sont des valeurs effectives, c'est-à-dire qu'il faut recourir aux valeurs effectives de la période tarifaire clôturée pour déclarer les quantités.

## **5 Énergie**

### **5.1 Calcul des différences de couverture de l'énergie (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.1)**

#### **5.1.1 Généralités et pratique de l'EiCom**

##### **5.1.1.1 Aperçu**

Tous les gestionnaires de réseau doivent compléter le formulaire « Différences de couverture de l'énergie ».

Les excédents de couverture réalisés dans le passé par la livraison d'énergie aux consommateurs finaux de l'approvisionnement de base doivent être compensés, comme pour le réseau (cf. point 3.2 concernant les différences de couverture du réseau), par une réduction des tarifs futurs de l'énergie (cf. Directive 2/2019 de l'EiCom > [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Directives). De manière correspondante, les découverts de couverture peuvent aussi être compensés durant les années suivantes. Les directives applicables aux différences de couverture du réseau valent en l'occurrence par analogie (cf. point 3.2).



Les différences de couverture prise en compte sont notamment les différences qui :

1. résultent d'écart entre les quantités de vente prévisionnelles et les quantités effectives,
2. ont été constatées lors d'un contrôle réalisé par l'EICOM ou par une instance supérieure,
3. résultent d'écart entre les coûts prévisionnels et les coûts effectifs,
4. résultent du fait que des éléments spéciaux ayant une influence sur les coûts n'ont pas été saisis en totalité lors d'une période de calcul, afin de stabiliser les tarifs.

L'objectif de ce formulaire est de déterminer les excédents ou les découverts de couverture du dernier exercice clôturé. La position 1 est dédiée aux revenus (chiffres d'affaires) effectifs et aux coûts de revient totaux (total du prix de revient) de la fourniture d'énergie (concernant la définition des diverses composantes, cf. point 5.1.2, Coûts de revient de la fourniture d'énergie). En outre, à l'instar des différences de couverture du réseau (cf. points 3.2.22 et 3.2.23), il faut saisir ici les éventuelles valeurs décidées au cours des années passées par l'EICOM ou par des instances supérieures ou tous les excédents ou découverts de couverture des années précédentes qui n'ont pas été pris en compte à l'époque.

Pour calculer les différences de couverture de l'énergie en 2023, on compare donc les produits effectifs avec les coûts effectifs de l'exercice 2023 (cf. Communication de l'EICOM du 26 avril 2018 « Prime de marché et approvisionnement de base au sens de l'article 31 de la loi sur l'énergie », point 2, question 2, [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Communications).

On trouvera des informations supplémentaires sur les différences de couverture dans la Directive 2/2019 de l'EICOM et dans le fichier Excel correspondant (cf. onglets « Guide d'utilisation » et « Diff. couverture énergie »).

#### **5.1.1.2 Rémunération autorisée : WACC du réseau**

Notez que, pour la rémunération des différences de couverture de l'énergie, le même taux de WACC s'applique que pour la rémunération des différences de couverture du réseau (et non pas le taux d'intérêt applicable aux installations de production, WACC de la production). L'EICOM est d'avis que le risque lié aux différences de coûts et de tarifs est le même qu'il s'agisse du réseau ou de l'énergie. C'est pourquoi il n'est pas justifié d'utiliser un taux d'intérêt correspondant à des risques plus élevés.

#### **5.1.1.3 Les produits comprenant de l'énergie renouvelable doivent aussi être déclarés**

La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution (art. 4, al. 1, OApEI). Il est sans importance qu'il s'agisse de produits énergétiques comportant une plus-value écologique ou non. Il faut donc également déclarer à l'EICOM, dans les formulaires 5.1 à 5.3, les produits comprenant de l'énergie renouvelable.

#### **5.1.1.4 Méthode du prix moyen et attribution prioritaire aux énergies renouvelables**

Jusqu'à l'échéance de la prime de marché, les énergies renouvelables provenant d'installations de production indigènes peuvent être imputées prioritairement à l'approvisionnement de base. Quiconque en fait usage est soumis à une obligation accrue de fournir des preuves et d'annoncer : le point 5.4 ci-après



contient des explications sur la déclaration des coûts en lien avec la prime de marché et l'approvisionnement de base au sens de l'art. 31 LEné. Puis, le point 5.5 décrit les dispositions visant la possibilité de donner la priorité aux énergies renouvelables selon l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI. Ces informations doivent déjà être indiquées sommairement dans le formulaire 5.1.

Notez que l'énergie non attribuée selon l'art. 31 LEné ou l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI (cf. formulaire 5.5) reste attribuable selon la méthode du prix moyen à l'approvisionnement de base. Vous êtes tenu de répercuter proportionnellement les avantages inhérents à la production propre ou à l'achat auprès de vos clients finaux en approvisionnement de base. Ces avantages comprennent notamment l'achat d'électricité à meilleur prix ou une marge sur les coûts de revient supérieure à un bénéfice approprié. Le Tribunal fédéral a confirmé la licéité de cette méthode de l'EICoM, dite du prix moyen, par son arrêt du 20 juillet 2016 (ATF 142 II 451).

Les gestionnaires de réseau de distribution doivent donc répartir les coûts du portefeuille énergétique (production propre et achats) sur les consommateurs finaux de l'approvisionnement de base et les clients libres en fonction des quantités d'énergie livrées. Pour calculer la part des coûts de l'énergie, l'EICoM adopte une démarche fondée sur une approche de moyenne pondérée dans laquelle l'ensemble du portefeuille énergétique est pris en compte hormis l'énergie issue d'énergies renouvelables attribuée selon l'art. 31 LEné ou l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI. Dans ce cadre, les coûts effectifs sont déterminants. Puis, le prix moyen est calculé en ct./kWh à partir de ces coûts et de la quantité totale d'énergie. À partir de la quantité d'énergie effectivement achetée sur le marché, on attribue leur part correspondante à l'approvisionnement de base, aux clients finaux libres, aux éventuels clients revendeurs et au réseau (pertes actives) au prorata de la quantité d'énergie livrée. Les coûts de l'énergie livrée aux consommateurs finaux de l'approvisionnement de base s'obtiennent en multipliant le prix moyen par la quantité d'énergie des consommateurs finaux sous le régime de l'approvisionnement de base (cf. p. ex. Décision 211-00033 du 20 août 2020 et, en particulier, l'ATF 142 II 451, consid. 5).

#### **5.1.1.5 Principes de détermination des prix de revient**

Les principes suivants s'appliquent au calcul des coûts de revient (cf. Directive 2/2018 de l'EICoM sous [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Directives) :

- Les coûts de revient imputables comprennent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'une production performante et efficace ainsi que les redevances et les prestations inhérentes à la production fournies aux collectivités publiques.
- Sont réputés coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation, notamment les coûts d'achat de l'énergie pour les besoins propres et les coûts d'entretien des installations de production.
- Les coûts de capital imputables correspondent aux amortissements théoriques et aux intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à la production, en se fondant, au maximum, sur les coûts initiaux d'achat ou de construction.
- Les amortissements théoriques annuels s'effectuent linéairement, pendant une durée d'utilisation fixée, jusqu'à la valeur résiduelle de zéro. Cette durée d'utilisation équivaut à la durée la plus courte entre la durée d'utilisation économique et la durée de concession.
- Le taux d'intérêt à appliquer pour calculer les intérêts théoriques des valeurs résiduelles des installations correspond au maximum au WACC de la production publié par l'EICoM pour l'année tarifaire concernée (cf. directive WACC de la production). Ce dernier tient compte de manière appropriée des risques liés à la production d'électricité.



- Les dispositions de l'art. 7, al. 5, OApEI relatives aux coûts indirects doivent s'appliquer par analogie à la production d'électricité. En conséquence, il faut imputer les coûts directs directement et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.
- Les éventuelles provisions pour risques d'exploitation ou pour charge extraordinaire doivent faire l'objet d'une justification particulière.
- Veuillez noter que la méthode dite du prix moyen continue de s'appliquer à l'acquisition d'énergie non visée par l'art. 6, al. 5bis, LApEI (cf. 5.1.1.4).

#### **5.1.1.6 Coûts et bénéfice de la distribution d'énergie dans l'approvisionnement de base**

Dans l'approvisionnement de base, des valeurs limites fixées par l'EICOM s'appliquent aux coûts et au bénéfice de la distribution d'énergie (cf. directive 5/2018 de l'EICOM « Règle dite des 75 francs », disponible sous : [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Directives > Directives abrogées).

Ces valeurs limites sont de 75 francs et 120 francs. L'EICOM applique ces valeurs limites dans sa vérification des tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Veuillez prendre en considération la pratique suivante de l'EICOM : si vos coûts de gestion (coûts administratifs et coûts de vente ainsi que les autres coûts), bénéfice inclus, dépassent la limite de 75 francs par destinataire de facture, vous devez réduire votre marge bénéficiaire de sorte que la somme des coûts et du bénéfice se monte à 75 francs au maximum. Si les coûts de gestion dépassent la limite des 75 francs, le bénéfice est calculé de la même manière que pour le réseau. Les coûts déclarés sont vérifiés et – s'ils peuvent être imputés – ils seront reconnus pour autant que la somme des coûts et du bénéfice soit inférieure à 120 francs. Si la somme des coûts de gestion et du bénéfice dépasse 120 francs, même après le contrôle des coûts, la limite supérieure des coûts de 120 francs sera appliquée (y compris le bénéfice analogue à celui du réseau).

#### **5.1.1.7 Traitement des coûts des garanties d'origine**

Les garanties d'origine (GO) utilisées pour le marquage de l'électricité doivent être annulées (art. 3, al. 1, let. a, de l'ordonnance sur l'énergie du 1<sup>er</sup> novembre 2017 [OEne ; RS 730.01]). Le marquage de l'électricité doit être effectué pour chaque kWh fourni à des consommateurs finaux (art. 4, al. 1, OEne). Dans la mesure où le gestionnaire de réseau de distribution fournit de l'électricité à ses consommateurs finaux en approvisionnement de base conformément à l'article 6, alinéa 5<sup>bis</sup>, LApEI, il utilise pour le marquage de l'électricité les GO établies pour cette électricité (art. 4, al. 4, OApEI). Cela signifie qu'aucune garantie d'origine supplémentaire ne doit être achetée pour chaque kWh fourni provenant de la production propre renouvelable.

Dans la position « Prix de revient de la fourniture d'énergie > Production propre », il n'est donc pas possible d'inclure des coûts supplémentaires pour une éventuelle plus-value écologique issue de la production propre. Il n'est pas non plus autorisé de déclarer à la position « Achat attestation d'origine » des coûts supplémentaires de garanties d'origine si l'électricité de qualité correspondante provient de la production propre. Il ne faut indiquer dans cette position que les coûts supplémentaires des garanties d'origine provenant de l'achat d'énergie ou devant éventuellement être acquises pour revaloriser la qualité de l'énergie produite conformément à la promesse d'un produit (p. ex. achat de GO solaires pour revaloriser la livraison de production hydraulique dans le cas où un produit solaire a été offert). Déclarer



des coûts pour les garanties d'origine issues de la production propre à cet endroit correspondrait à une double facturation non autorisée.

### **5.1.2 Prix de revient de la fourniture d'énergie (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.1)**

Dans le formulaire « 5.1 Différences de couverture de l'énergie », partie « Prix de revient », veuillez indiquer vos coûts d'approvisionnement de l'énergie (y compris l'énergie renouvelable) et les divers coûts de la fourniture d'énergie facturés à vos clients. Il s'agit des valeurs effectives de 2023.

Veuillez indiquer si l'énergie provient de votre propre production ou si vous l'avez achetée à des tiers. Précisez les quantités et coûts correspondants.

Les coûts de l'énergie issue de la production propre ne contiennent que les coûts de la fourniture d'énergie proprement dite sans marge bénéficiaire. Les coûts administratifs liés à l'achat d'énergie doivent figurer à la rubrique « Coûts administratifs et coûts de vente ». Veuillez aussi tenir compte de la Directive 2/2018 de l'EICOM.

Il convient d'indiquer séparément le prix de revient et la quantité d'énergie fournie aux consommateurs finaux en approvisionnement de base.

Les coûts de gestion comprennent tous les coûts directement liés à l'achat et à la vente de l'énergie, par exemple les coûts pour : la direction, le secrétariat, la comptabilité, le recouvrement, le contrôle de gestion, le service de ressources humaines, l'informatique, les centrales téléphoniques, les pertes sur débiteurs, etc. (cf. SCCD-CH 2019, p. 26-27). Les coûts propres du dernier exercice clôturé doivent être déclarés séparément dans les champs de saisie correspondants. Généralement, ces valeurs correspondent aux valeurs indiquées dans le formulaire calcul des coûts (formulaire 3.3), soit les coûts du secteur de l'énergie (« clients en approvisionnement de base » et « clients qui accèdent librement au réseau »), aux positions 600.1a (Gestion, administration), 600.2 (Distribution, commercialisation), 700.2 (Impôts théoriques sur le bénéfice) et 700.3 (Impôts sur le capital) de l'aperçu du calcul des coûts (formulaire 3.3). La position 600.3 (Intérêts théoriques du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation) n'est pas comprise dans ces coûts.

La rubrique « Autres coûts de la fourniture d'énergie » est prévue pour les coûts qui ne correspondent à aucun des types de coûts cités ci-dessus. Veuillez indiquer sous « Remarques » de quel type de coûts il s'agit.

Il faut déduire les coûts des pertes actives du réseau propre, car elles figurent déjà à la position 200.4 de la comptabilité analytique des coûts du réseau.

### **5.1a Revenus effectifs de l'énergie (formulaire 5.1a)**

Le formulaire « Revenus effectifs de l'énergie » est destiné à recevoir les valeurs effectives des quantités et des revenus que vous avez réalisés durant l'année tarifaire écoulée.

Fixez dans ce formulaire la structure de la feuille en indiquant le nombre de vos tarifs de l'énergie et en répondant aux questions concernant la distinction entre les tarifs d'été et les tarifs d'hiver (oui/non) ainsi que les prix de la puissance (oui/non). Ainsi, la feuille présentera le nombre de champs correspondant pour que vous puissiez y saisir vos tarifs. Veuillez nous contacter si le nombre maximum de tarifs que l'on peut saisir (20) ne vous suffisait pas.



Si vous vendez des produits énergétiques comportant une plus-value écologique en supplément à l'électricité de base, vous devez indiquer la consommation annuelle et le prix du travail du produit de base. L'énergie renouvelable doit être déclarée comme supplément aux lignes prévues à cet effet. Mais si vous vendez ces produits énergétiques comme des produits autonomes, veuillez les saisir avec les quantités correspondantes dans des tarifs spécifiques. Si le nombre de tarifs disponibles ne suffit pas, il vous est possible de regrouper plusieurs produits peu significatifs dans une même colonne en indiquant la quantité totale et un prix moyen.

Vous pouvez enregistrer les éventuelles différences entre vos tarifs effectifs et vos recettes effectivement réalisées au cours de l'exercice écoulé à la position « Paiements anticipés, différences d'arrondis et autres CHF » en tant que valeur unique (pour tous les tarifs). Veuillez indiquer de quoi il s'agit dans le champ « Remarques ».

## **5.2 Prix de revient et changement dans la clientèle (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.2)**

Le formulaire « Prix de revient » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.

### **5.2.1 Prix de revient**

Cf. par analogie le point 5.1.2 ci-dessus. Il faut saisir ici les valeurs qui servent de base à vos tarifs 2025.

Veuillez noter que l'EiCom a fixé de nouvelles valeurs limites pour évaluer les coûts de gestion (coûts administratifs et coûts de vente ainsi que les autres coûts), bénéfice inclus, de la distribution d'énergie à partir du 1er janvier 2024 (cf. Directive 3/2022 de l'EiCom du 7 juin 2022 « Règle des 60 francs », disponible sur : [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Directives). Les nouvelles limites de 60 et 100 francs doivent être prises en compte à partir de l'année tarifaire 2024.

### **5.2.2 Changement dans la clientèle**

Les champs de saisie de la rubrique « Changement dans la clientèle » sont destinés à recevoir diverses indications concernant vos consommateurs finaux et leur accès au réseau. Veuillez indiquer le nombre de consommateurs finaux concernés et les quantités d'énergie consommées correspondantes.

### **5.2.3 Structures inhabituelles d'entreprise**

L'EiCom observe les structures inhabituelles d'entreprise d'un œil critique : il n'est pas admissible que de telles structures permettent d'éviter les dispositions de la LApEI qui régissent les coûts de l'énergie dans l'approvisionnement de base (p. ex. le transfert de coûts des secteurs en concurrence dans les coûts de l'énergie de l'approvisionnement de base).



### **5.3 Revenus prévisionnels de l'énergie (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.3)**

Le formulaire « Revenu prévisionnels de l'énergie » doit être complété par tous les gestionnaires de réseau.

Fixez dans ce formulaire la structure de la feuille en indiquant le nombre de vos tarifs de l'énergie et en répondant aux questions concernant la distinction entre les tarifs d'été et les tarifs d'hiver (oui/non) ainsi que les prix de la puissance (oui/non). Ainsi, la feuille présentera le nombre de champs correspondant pour que vous puissiez y saisir vos tarifs. Veuillez nous contacter si le nombre maximum de tarifs que l'on peut saisir (20) ne vous suffisait pas.

Si vous vendez des produits énergétiques comportant une plus-value écologique en supplément à l'électricité de base, vous devez indiquer la consommation annuelle et le prix du travail du produit de base. L'énergie renouvelable doit être déclarée comme supplément aux lignes prévues à cet effet. Mais si vous vendez ces produits énergétiques comme des produits autonomes, veuillez les saisir avec les quantités correspondantes dans des tarifs spécifiques. Si le nombre de tarifs disponibles ne suffit pas, il vous est possible de regrouper plusieurs produits peu significatifs dans une même colonne en indiquant la quantité totale et un prix moyen.

Veuillez également indiquer dans ce formulaire si des clients finaux bénéficient de tarifs de l'énergie réduits, ou s'ils reçoivent de l'énergie gratuitement, en raison notamment de contrats de concession passés avec des centrales électriques. Dans le cas où des clients finaux bénéficient de tels avantages, veuillez décrire ces derniers précisément et quantifier autant que possible les montants correspondants.

### **5.4 Grande hydraulique (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.4)**

Le formulaire « Grande hydraulique » ne doit être rempli que par les gestionnaires de réseau qui, par dérogation à la méthode du prix moyen (cf. art. 6, al. 5, LApEI), imputent à l'approvisionnement de base, conformément à l'art. 31 LEnE (prime de marché et approvisionnement de base), les coûts de l'énergie issue de grandes installations hydroélectriques dont les coûts de revient ne sont pas couverts. Il s'agit d'indiquer des valeurs effectives qui vont servir de base pour le report dans le formulaire « Différence de couverture de l'énergie ». Si vous ne facturez pas de coûts de l'énergie selon l'art. 31 LEnE à vos clients en approvisionnement de base, il faut répondre « non » à la question correspondante. Dans ce cas, il n'est pas nécessaire de répondre aux questions suivantes.

Si vous facturez des coûts de l'énergie à vos clients dans l'approvisionnement de base selon l'art. 31 LEnE, veuillez définir la structure de la feuille dans ce formulaire en indiquant le nombre de grandes installations hydroélectriques concernées dont les coûts de revient ne sont pas couverts et activez la macro « Appliquer la structure ». La feuille présentera alors le nombre de centrales électriques correspondantes et vous pourrez y saisir les informations détaillées concernant vos grandes installations hydroélectriques.

L'énergie qui ne peut pas être attribuée selon l'art. 31 LEnE (ou selon l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI, cf. formulaire 5.5) doit continuer d'être attribuée à l'approvisionnement de base selon la méthode du prix moyen.



## **5.5 Attribution prioritaire des énergies renouvelables selon l'art. 5, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI (fichier de comptabilité analytique, formulaire 5.5)**

Ce formulaire ne doit être rempli que par les gestionnaires de réseau qui, par dérogation à la méthode du prix moyen (cf. art. 6, al. 5, LApEI), imputent prioritairement à l'approvisionnement de base les coûts des énergies renouvelables provenant des installations de production indigènes, conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup> LApEI (cf. Communication de l'EICOM du 9 avril 2019). Il s'agit d'indiquer des valeurs effectives qui vont servir de base pour le report dans le formulaire « Différence de couverture de l'énergie ». Si vous ne facturez pas de coûts de l'énergie selon l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI à vos clients en approvisionnement de base, il faut répondre « non » à la question correspondante. Dans ce cas, il n'est pas nécessaire de répondre aux questions suivantes.

Si vous facturez de l'énergie à vos consommateurs finaux en approvisionnement de base selon l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI, vous devez indiquer, pour chaque technologie de production, la quantité fournie et les coûts correspondants (cf. art. 4c OApEI). En outre, concernant les grandes centrales hydroélectriques (grande hydraulique, puissance > 10 MW), ces informations doivent être déclarées à nouveau séparément et individuellement pour chaque centrale de production. À cette fin, veuillez utiliser le tableau au bas du formulaire 5.5. Des lignes supplémentaires peuvent être insérées au besoin en utilisant le bouton correspondant.

Si l'énergie est attribuée conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup> LApEI lors de la fixation des tarifs, cette attribution doit être maintenue lors du calcul ultérieur de la différence de couverture de l'exercice sur lequel elle se base. Un passage à un calcul selon la méthode du prix moyen n'est pas autorisé. A l'inverse, si l'énergie est attribuée selon la méthode du prix moyen lors de la fixation des tarifs, cette attribution doit également être maintenue lors du calcul ultérieur de la différence de couverture du même exercice. Le passage à un calcul conformément à l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup> LApEI n'est pas autorisé.

Notez que l'énergie qui ne peut pas être attribuée selon l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI (ou selon l'art. 31 LEne, cf. formulaire 5.4) doit continuer d'être attribuée à l'approvisionnement de base selon la méthode du prix moyen.

## **6 Téléchargement de documents supplémentaires**

Veuillez télécharger les comptes annuels séparés du réseau (cf. art. 11, al. 1, et 12, al. 1, LApEI) sur le portail e-Gov (sous <https://www.uvek.egov.swiss/> > Transmission des données dans le domaine de l'électricité > Enquêtes > Télécharger les documents). Si vous faites partie des gestionnaires de réseau qui, par dérogation à la méthode du prix moyen (cf. art. 6, al. 5, LApEI), imputent à l'approvisionnement de base, conformément à l'art. 31 LEne (prime de marché et approvisionnement de base), les coûts de l'énergie issue de grandes installations hydroélectriques dont les coûts de revient ne sont pas couverts, veuillez télécharger la décision de l'OFEN directement dans le formulaire correspondant 5.4.

## **7 Envoi de la feuille « Coordonnées » signée à l'EICOM**

Il faut envoyer la feuille « Coordonnées » imprimée et signée à l'adresse suivante :

EICOM  
Christoffelgasse 5  
3003 Berne