



Manuel

Tarifs dynamiques d'utilisation du réseau de distribution (MTD)

MTD – CH 2026

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

rau,

Tél. +41 62 825 25 25, info@electricite.ch, www.electricite.ch



Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs et autrices de la première édition

Stefan Bühler	Swissgrid	
Gabriel Chavanne	Swisspower	
Peter Cuony	Groupe E	
George Elias	BKW	
Hans-Heiri Frei	EKZ	
Adrian Fuchs	Regionalwerke Baden	
André Hurni	CKW	
Carsten Schroeder	ewz	Responsable GT
Olivier Stössel	AES	
Simon Zubler	IBW Energie AG	
Daniele Farrace	AEM	
Dominik Studer	Primeo Energie	

Commission responsable

La commission Économie des réseaux de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

Février 2024 à février 2025	Élaboration
Mai 2025	Approbation par la direction de l'AES
Mars à juillet 2026	Révision
Août 2026	Approbation par la direction de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 17.08.2025.

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, toute distribution ou tout autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois à tous les sexes. Merci de votre compréhension.



Table des matières

Vorwort	6
1. Einleitung.....	7
1.1 Einführung in die Thematik	7
1.2 Einordnung des Themas	7
1.2.1 Unterscheidung zwischen direkter und indirekter Laststeuerung	7
1.2.2 Abgrenzung zwischen den Tarifarten	8
1.3 Erwartete Wirkung.....	8
1.3.1 Technische Wirkung	9
1.3.2 Ökonomische Wirkung.....	9
1.4 Studien und Veröffentlichungen	9
2. Definition und Beispiel.....	10
2.1 Definition von dynamischen Netznutzungstarifen	10
2.2 Beispielhafte Beschreibung.....	10
2.3 Verhältnis zu anderen Tarifbestandteilen	10
3. Bestehende Praxis bei dynamischen Netznutzungstarifen.....	11
3.1 Beispiele aus der Schweiz	11
3.1.1 Groupe E.....	11
3.1.2 Swisstopower.....	11
3.1.3 Azienda Elettrica di Massagno (AEM)	12
3.1.4 AMB	12
3.2 Beispiele aus Europa	12
3.2.1 Dänemark	12
3.2.2 Deutschland.....	13
3.2.3 Finnland	13
3.2.4 Frankreich	13
3.2.5 Island	14
3.2.6 Italien	14
3.2.7 Norwegen.....	15
3.2.8 Österreich	15
3.2.9 Schweden	16
3.2.10 Spanien.....	16
3.2.11 EU-weite Bestimmungen und Zusammenfassung	16
4. Möglichkeiten und Grenzen der Tarifgestaltung	17
4.1 Allgemeine regulatorische Vorgaben	18
4.2 Dauer einer Periode	18
4.3 Auflösung	19
4.4 Publikationszeitpunkt (Zeitlicher Vorlauf).....	19
4.5 Tarifhöhe	19
4.6 Nicht dynamische Elemente.....	21
4.7 Verbindlichkeit.....	21
4.8 Tarifart.....	21
4.9 Örtliche Differenzierung	21
4.10 Differenzierung nach anderen Kriterien	21
5. Tarfberechnung und Tarifierungsprozess	22



5.1	Ziele des Tarifs und Zielgruppe.....	22
5.2	Ansätze zur Tarifberechnung	22
5.3	Dynamisierung, Vorlauf und Granularität.....	23
5.4	Algorithmus zur Tarifberechnung.....	25
5.4.1	Tarifelemente.....	25
5.4.1.1	Fester Anteil [CHF/Jahr]	25
5.4.1.2	Arbeitspreis [CHF/kWh]	25
5.4.1.3	Leistungspreis [CHF/kW]	26
5.4.1.4	Blindenergiepreis [CHF/kvarh].....	26
5.4.1.5	Blindleistungspreis [CHF/kvar/Monat]	26
5.4.2	Spreizung.....	27
5.4.3	Grenzwerte	28
5.5	Örtliche Differenzierung	28
6.	Abrechnung von dynamischen Netznutzungstarifen.....	29
6.1	Publikation.....	29
6.2	Rechnungsstellung.....	29
6.3	Archivierung	29
7.	Schnittstelle zur Übermittlung von Tarifen des Verteilnetzbetreibers an Endverbraucher-Systeme ...	29
7.1	Einleitung.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
7.2	API-Schnittstelle als technischer Standard	Fehler! Textmarke nicht definiert.
7.3	Standardisierung der übermittelten Inhalte	Fehler! Textmarke nicht definiert.
7.4	Standardisierte Formate für die Abfragen und Antworten	Fehler! Textmarke nicht definiert.
7.4.1	Ansatz mit öffentlichen, frei zugänglichen Tarifen (Beispiel Tarif «Vario» bei Groupe E)	Fehler! Textmarke nicht definiert.
7.4.2	Ansatz für personalisierte Tarife mit Identifikator und Authentifizierung (Beispiel: Swissspower).....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
7.5	Register für API-Tarife	Fehler! Textmarke nicht definiert.
7.6	Umsetzungsempfehlungen	Fehler! Textmarke nicht definiert.
	Anhänge 1 - 3: Siehe separate Dateien	40

Liste des figures

Abbildung 1	Unterschiedliche Möglichkeiten für die Tarifierung	8
Abbildung 2	Tarifvergleich mit Standard-Lastprofil	20
Abbildung 3	Zusammenhänge bei der Tarifierung anhand eines Beispiels	23
Abbildung 4	Fester Anteil und Spreizung	25
Abbildung 5	Dynamischer Arbeitspreis und Lastverhalten	26

Liste des tableaux

Tabelle 1	Parameter für dynamische Tarife	18
Tabelle 2	Tarifkomponenten, die bei der Verrechnung für den Elektrizitätsbezug verrechnet werden	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Tabelle 3	Standard für publizierte Tarifkomponente	Fehler! Textmarke nicht definiert.





Préface

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

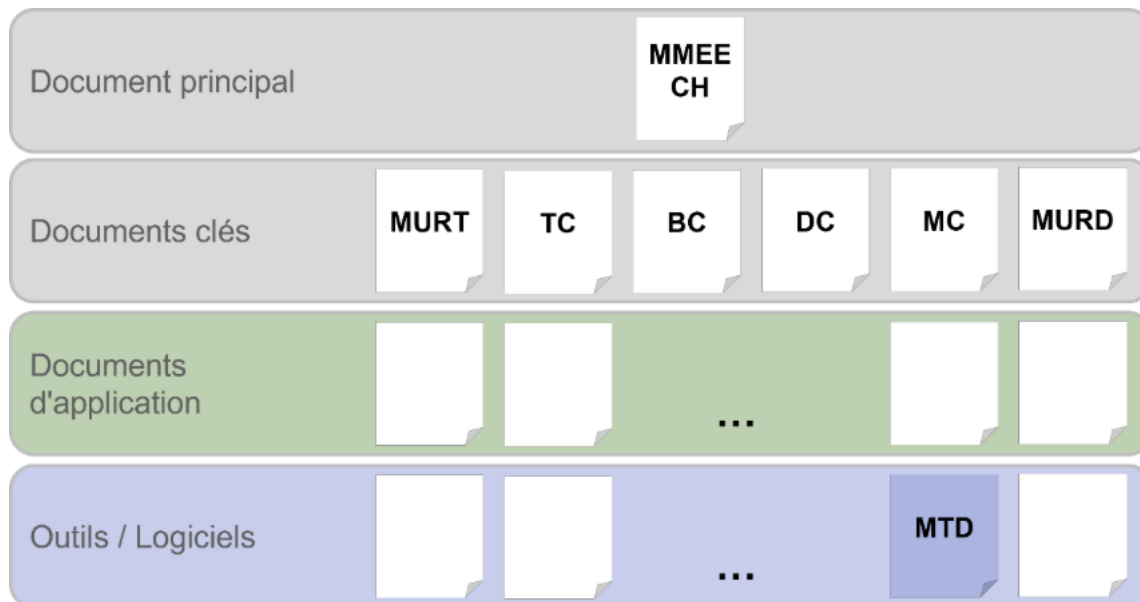
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: «Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)»
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils/logiciels

Le présent document «Manuel Tarifs dynamiques» est un outil/logiciel.

Structure des documents



1. Introduction

1.1 Introduction à la thématique

- (1) Jusqu'à présent, les tarifs d'utilisation du réseau sont en grande partie statiques: Conformément à la législation suisse, ils sont publiés au plus tard le 31 août de chaque année pour l'année suivante. Cette approche s'applique à tous les éléments des tarifs d'utilisation du réseau, aussi bien aux tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base qu'aux taxes nationales et régionales. Les consommateurs finaux peuvent ainsi compter sur une sécurité de planification, même si les tarifs ne permettent actuellement pas de créer des incitations de façon dynamique.
- (2) De manière générale, il existe un potentiel de minimisation de l'extension du réseau nécessaire dans la mesure où les consommateurs finaux organisent leur soutirage au service du réseau. Afin d'exploiter ce potentiel, l'avancée de la numérisation offre de nouvelles possibilités qui étaient jusqu'ici sans intérêt économique, l'une d'elles étant l'introduction de tarifs dynamiques d'utilisation du réseau.
- (3) L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2026, autorise expressément l'emploi de ces derniers. Le présent manuel se présente comme une aide à l'introduction de ces tarifs à destination des gestionnaires de réseau de distribution (GRD). Il décrit également quelques modèles de tarifs dynamiques d'utilisation du réseau déjà utilisés ou prévus aujourd'hui en Suisse et esquisse des exemples de mise en œuvre dans d'autres pays européens.

1.2 Mise en contexte du thème

1.2.1 Distinction entre gestion directe et indirecte de la demande

- (1) De manière générale, on peut obtenir un comportement au service du réseau avec deux méthodes différentes: la gestion directe ou indirecte de la demande. Dans le cas de la première variante, le GRD encadre directement la flexibilité au niveau des consommateurs finaux contre rétribution. Cette méthode requiert une relation de communication en continu entre le GRD et le consommateur final, et la disposition des consommateurs finaux à accepter une intervention à cet effet, ce qui nécessite un accord contractuel. L'avantage de cette méthode est l'efficacité garantie (sauf panne technique), mais l'inconvénient est le coût engendré par la communication et la rétribution. Comme la gestion directe de la demande constitue une intervention nettement plus lourde dans la liberté d'action des consommateurs finaux, elle revêt moins d'attrait que son équivalente indirecte aux yeux de la clientèle.
- (2) En revanche, la gestion indirecte de la demande repose sur des incitations monétaires: Le GRD donne une incitation sous forme de tarif et les consommateurs finaux y réagissent comme bon leur semble dans le cadre de leurs préférences, le tout compte tenu de leur disposition à payer. Du point de vue du GRD, l'avantage de cette méthode est qu'elle est plus simple à mettre en place, car elle ne nécessite pas d'établir un canal de communication individuel avec chaque consommateur final. L'inconvénient est qu'elle ne garantit aucune efficacité; seul un plus large groupe de consommateurs finaux permet donc d'atteindre un certain degré de fiabilité vis-à-vis de l'efficacité.
- (3) Les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau font partie, comme toutes les incitations tarifaires, de la gestion indirecte de la demande. En principe, il est possible de combiner les méthodes directe et indirecte, mais en veillant à bien les coordonner (voir [1] chapitre 1.4).



1.2.2 Délimitation entre les types de tarifs

- (1) Outre les tarifs unitaires exclusivement statiques, des tarifs «time-of-use» (ToU, tarification selon le temps d'utilisation du réseau) s'appliquent souvent en Suisse: le montant varie selon un modèle défini à raison de blocs de quelques heures, habituellement désignées plages horaires haut tarif (HT) et bas tarif (BT), les premières ayant typiquement lieu en journée et les secondes la nuit ainsi que le dimanche et les jours fériés. Avec les tarifs ToU, le montant et les plages horaires sont fixés pendant un an et connus à l'avance, ce qui les distingue clairement des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau.
- (2) Quant au Critical Peak Pricing (CPP, tarification aux heures de pointe), il mélange des éléments statiques et dynamiques. L'idée est d'introduire au moins un élément tarifaire supplémentaire qui n'intervient qu'en cas de situation critique sur le réseau. La plage horaire durant laquelle cet élément est comptabilisé peut alors varier à court terme. En France, par exemple, il existe une offre destinée à la clientèle moyenne tension prévoyant un tarif d'utilisation du réseau plus élevé à certaines heures durant 15 jours maximum, le tarif de base étant meilleur marché le reste du temps en contrepartie.
- (3) Dans le cas des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau, tous les éléments peuvent en principe être modifiés à court terme. À court terme signifie ici que les tarifs peuvent être modifiés la veille de l'application ou éventuellement en temps réel à l'avenir. Des éléments fixes peuvent aussi être intégrés (cf. chapitre 5.4.1). Il serait donc envisageable de concevoir un tarif dynamique d'utilisation du réseau correspondant à un tarif CPP. De ce point de vue, les tarifs d'utilisation du réseau CPP constituent un sous-groupe de tarifs dynamiques d'utilisation du réseau.

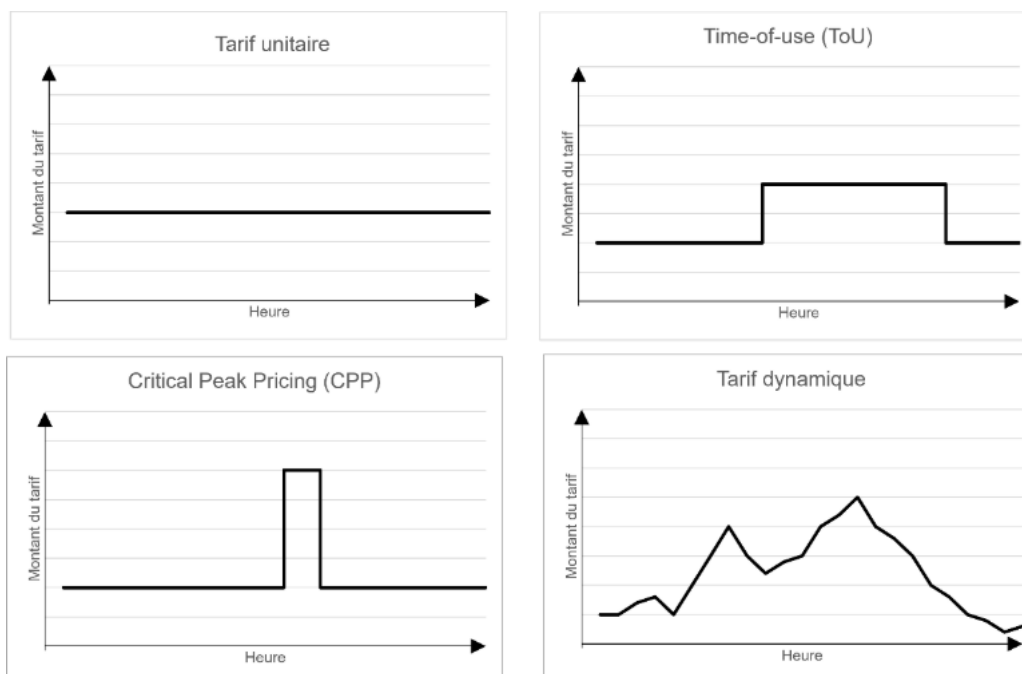


Figure 1 Différentes possibilités de tarification

1.3 Effet escompté

- (1) Même si les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau sont généralement perçus comme des tarifs de machine à machine, des solutions automatisées ne sont pas toujours possibles. Du côté des GRD,



on utilise, ne serait-ce que pour des raisons d'efficacité, des algorithmes qui mettent à disposition les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau de manière automatisée. Chez les consommateurs finaux, il faut déterminer si les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau sont lus par des systèmes de gestion de l'énergie (*energy management system* ou EMS), qui orientent en fin de compte la flexibilité de chaque consommateur via des algorithmes à des fins d'optimisation, ou si les consommateurs finaux adaptent directement leur comportement manuellement. Dans le premier cas, les consommateurs finaux ne peuvent exprimer leurs préférences personnelles qu'indirectement grâce au paramétrage de leur EMS. Autre caractéristique particulière de cette variante: avec l'automatisation totale, on ne s'attend à aucun obstacle psychologique dans la réaction aux signaux tarifaires comme c'est le cas avec une réaction directe de personnes à ceux-ci.

1.3.1 Effet technique

- (1) Sur le plan technique, les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau sont employés pour prévenir toute congestion sur le réseau dans le futur. La situation du réseau actuelle ou envisagée dans un avenir proche constitue la base pour le montant du tarif. Celui-ci est alors conçu pour donner des signaux de prix à l'utilisateur du réseau qui limitent le soutirage en cas de surcharge. En revanche, si la hausse d'injections entraîne des difficultés, on lance des signaux tarifaires servant à augmenter le soutirage local et, partant, à résoudre les congestions attendues.

1.3.2 Effet économique

- (1) Sur le plan économique, il convient de distinguer le point de vue du consommateur final seul de celui des GRD. Pour les consommateurs finaux, un tarif dynamique d'utilisation du réseau n'a d'attrait comme tarif optionnel que lorsqu'une adaptation de leur propre comportement de soutirage permet de réaliser une économie de coûts, en tenant compte des coûts d'opportunité. Les GRD doivent pour cela planifier les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau en conséquence et toucheront ensuite des recettes inférieures à celles qu'ils auraient pu atteindre avec des tarifs standard comparables. En contrepartie, ils peuvent économiser des coûts du réseau en évitant, ou du moins en repoussant une extension du réseau, mais ils doivent bien veiller à ce que la somme des recettes minimales et des coûts de mise en œuvre du tarif d'utilisation du réseau ne dépasse, à long terme, pas l'économie de coûts du réseau réalisée. S'ils y parviennent, c'est une situation gagnante pour toutes les parties, également efficace sur le plan de l'économie nationale.

1.4 Études et publications

- (1) Alors que les tarifs dynamiques de l'énergie font débat depuis longtemps déjà dans toute l'Europe, ceux de l'électricité sont relativement récents. L'objectif de ce manuel est de fournir un guide de mise en œuvre pratique. Des analyses approfondies du contexte théorique ont été menées dans les études et publications suivantes:

- [1] Consentec, Université de Bâle, ZHAW, Polynomics (2021): Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie. Office fédéral de l'énergie (OFEN).
- [2] Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können



- [3] Deutsche Energie-Agentur (éd.) (dena, 2024): Was sind dynamische Stromtarife? Preismodelle, Zielwirkungen und Umsetzungsfragen zeitvariabler bzw. dynamischer Energiepreise und Netzentgelte in der aktuellen Debatte – Gutachten der Consentec GmbH inkl. Einordnung der dena.
- [4] Neon (2023): Zeitvariable Verteilnetzentgelte, Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik. Neon Neue Energieökonomik GmbH
- [5] ACER (2023): Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe. Agence de l'UE pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).
- [6] smartEn, FTI (2025): A Roadmap for Cost-Reflective Electricity Network Tariffs in the EU. Smart Energy Europe

2. Définition et exemple

- (1) La définition suivante vise à clarifier la notion de tarifs dynamiques d'utilisation du réseau. Le cœur de cette définition est le court terme de la variation tarifaire, car c'est cet aspect seul qui permet d'aligner les tarifs sur la charge du réseau mesurée à l'instant t ou prévue à court terme (p. ex. en fonction des prévisions météorologiques). Outre les tarifs statiques et dynamiques d'utilisation du réseau, l'OApEI autorise une troisième catégorie axée sur les charges du réseau passées (art. 18a, al. 2 OApEI). Étant donné qu'aucune variation à court terme n'est possible dans cette troisième catégorie, ces tarifs ne sont pas considérés comme dynamiques et ne seront donc pas évoqués dans ce manuel.

2.1 Tarifs dynamiques d'utilisation du réseau: définition

- (1) Les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau sont des tarifs dont le montant peut au moins en partie varier à court terme. Le tarif en vigueur est communiqué pour une base horaire et géographique donnée avec une avance donnée. L'objectif de ces tarifs dynamiques est de créer une incitation à adopter un comportement au service du réseau sur la partie du réseau concernée. Pour la délimitation entre les différents types de tarifs, voir également le chapitre 1.2.2.

2.2 Exemple de description

- (1) Un exemple de tarif dynamique d'utilisation du réseau serait un tarif de travail dont le montant varie sur une base horaire, le prix horaire considéré d'un jour étant toujours communiqué la veille. Les prix horaires sont calculés automatiquement à l'aide de la charge du réseau (locale) prévue, des seuils minimaux et maximaux pouvant être appliqués.
- (2) Cette description n'est donnée qu'à titre d'exemple et d'autres modalités sont bien entendu possibles. Comme détaillé au chapitre 4, il existe un certain degré de liberté dans la fixation, priorité devant toutefois être donnée à la convivialité et à la transparence pour garantir une acceptation maximale de ce nouveau type de tarif.

2.3 Rapport aux autres composantes tarifaires

- (1) En plus des tarifs d'utilisation du réseau décrits dans ce document, les tarifs de l'électricité se composent d'autres éléments, notamment des tarifs de l'énergie, des taxes nationales et régionales. Outre celle des tarifs d'utilisation du réseau, une dynamisation des tarifs de l'énergie est exigée, du moins à l'échelle de l'UE, tandis qu'elle semble très peu probable pour les taxes. Si les tarifs de l'énergie sont



dynamisés en plus de ceux de l'utilisation du réseau, les consommateurs finaux y verront une incitation globale et adapteront leur comportement au tarif total obtenu. Pour le GRD, cela peut engendrer des interactions désirables ou non si d'autres composantes dynamisées viennent renforcer ou atténuer les incitations des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau. Ces interactions doivent être acceptées, car les deux signaux tarifaires dynamiques expriment les coûts des composantes: si la baisse du tarif de l'énergie est compensée en tout ou en partie par un tarif réseau élevé, cela traduit une situation où l'acquisition d'énergie est bon marché, mais où le réseau engendre donc des surcoûts. Les études et publications citées au chapitre 1.4 abordent en détail les interactions entre plusieurs composantes tarifaires dynamisées.

3. Pratique existante pour les tarifs d'utilisation du réseau dynamiques

- (1) Le chapitre suivant décrit, au moment de la rédaction du présent manuel en 2024, la systématique des tarifs d'utilisation du réseau appliquée dans une sélection de pays européens ainsi que des développements en cours de discussion. L'accent est mis sur nos pays frontaliers ainsi que les pays présentant déjà les conditions nécessaires à l'introduction de tarifs dynamiques (notamment la large diffusion des compteurs intelligents)¹, ce qui est avant tout le cas dans le pays d'Europe du Nord. Dans cet examen, la priorité est de savoir si le système tarifaire actuel ou un système futur permet de différencier davantage les composantes des tarifs d'utilisation du réseau selon les heures et même éventuellement la zone géographique de sorte à en faire des tarifs dynamiques.

3.1 Exemples suisses

3.1.1 Groupe E

- (1) Groupe E a introduit le tarif dynamique Vario en janvier 2024 à titre de tarif optionnel pour toute sa clientèle consommant < 100 MWh/an. Il se compose d'une rémunération dynamique pour l'utilisation du réseau variant pour chaque intervalle de 15 minutes, d'un double tarif pour l'énergie et des autres composantes habituelles. La rémunération dynamique pour l'utilisation du réseau est calculée sur la base de prévisions de la charge du réseau effectuées par Groupe E pour le jour suivant. Le montant du tarif est mis à l'échelle de sorte que les recettes du gestionnaire de réseau pour le profil de charge totale prévu soient identiques à celles pour le double tarif. Le tarif Vario peut être consulté à partir de 18 h pour le lendemain via une WebAPI et est publié sur le site internet de Groupe E. Dans sa version intégrée, le montant oscille entre 10 et 50 c./kWh.
- (2) L'annexe 1 décrit ce tarif plus en détail.

3.1.2 Swisspower

- (1) Pour l'introduction de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques dans différentes zones de desserte, Swisspower a développé l'outil InnoStrom, qui permet de générer des structures tarifaires dynamiques et de les transmettre aux EMS des clients finaux. La transmission s'effectue par le biais d'une interface WebAPI d'ici 16 heures. Le tarif est calculé sur la base des prévisions de charge du réseau du GRD concerné. La requête avec indication du point de mesure permettra, à l'avenir, de proposer

¹ En 2022, les pays européens suivants faisaient état d'un taux de diffusion des compteurs intelligents supérieur à 95 %: Danemark, Suède, Finlande, Norvège, Estonie, Lettonie, Luxembourg, Espagne et Italie. Alors que celui de nos voisins français se monte à environ 92 %, le taux de pénétration de ces systèmes en Allemagne (0,3 %), en Autriche (68 %) et chez nous en Suisse (26 %) est encore très bas. Sources: Agence de l'UE pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), 2023, Market Monitoring Report, fig. 13, p. 38 et Schweizer Radio und Fernsehen SRF, 2023, «Smartmeter: Nutzung noch nicht intelligent genug».



des tarifs d'électricité dynamiques personnalisés et/ou différenciés selon la zone géographique. Dans le cadre d'un projet pilote avec sept grands services industriels, différentes structures tarifaires seront testées et évaluées, avec une attention particulière portée à un tarif day-ahead de 15 minutes. Le projet mesure l'efficacité de la conception de chaque tarif et devrait permettre d'introduire le tarif dynamique d'utilisation du réseau le plus efficace.

- (2) L'annexe 2 décrit plus en détail la mise en œuvre par Swisspower.

3.1.3 Azienda Elettrica di Massagno (AEM)

- (1) Le tarif optionnel dynamique d'Azienda Elettrica di Massagno (AEM) s'adresse à la clientèle consommant moins de 50 000 kWh par an et utilisant des appareils à charge flexible, comme des véhicules électriques ou des pompes à chaleur. Le tarif est réparti en quatre plages horaires fixes (nuit: de 22 h à 6 h; matinée: de 6 h à 10 h; journée: de 10 h à 17 h; soirée: de 17 h à 22 h), définies chaque année sur la base d'une analyse détaillée de la charge du réseau. Les composantes de travail du tarif d'utilisation du réseau oscillent entre 50 et 150 % du tarif standard en partant des prévisions de charge du réseau day-ahead de 15 minutes, avec une composante de puissance supplémentaire en vue de minimiser les effets de rebond. Le tarif est publié chaque jour à 18 h au plus tard sur l'application (pour un report de charge manuel) et sur une interface WebAPI (pour un report de charge automatique via EMS).
- (2) L'annexe 3 décrit plus en détail la mise en œuvre par l'AEM.

3.1.4 AMB

- (3) Le GRD tessinois Azienda Multiservizi Bellinzona (AMB) propose depuis 2020 un tarif d'utilisation du réseau différencié selon les plages horaires pour la clientèle équipée de compteurs intelligents. Les plages horaires de tarif haut et bas du lendemain varient dans le temps en fonction des prévisions météorologiques, de la consommation attendue et de la production propre. Les plages horaires et le montant du tarif sont communiqués via une application ou un appareil lié à l'Internet des objets avec un système de feux bicolores et, en option, une connexion à la borne de chargement à domicile du consommateur final. Le tarif optionnel repose sur une différenciation financière plus marquée entre tarif haut et bas (7 c./kWh) que dans le double tarif standard (2 c./kWh).

3.2 Exemples européens

3.2.1 Danemark

- (1) Au Danemark, la structure tarifaire est pour l'heure majoritairement basée sur le tarif de travail, avec une possibilité de différenciation selon les heures (ToU). Une analyse menée en juin 2020 par le gouvernement a conclu que la structure tarifaire ne reflétait pas les coûts au vu de la production décentralisée d'électricité en hausse et du risque de congestions sur le réseau en raison de l'électrification croissante. Selon elle, l'interdiction de tarifs d'utilisation du réseau différenciés selon la zone géographique constitue un autre obstacle à un régime tarifaire au service du réseau. La régulation recommande de lever cette interdiction, c.-à-d. la possibilité d'introduire des tarifs d'utilisation du réseau différenciés selon la zone géographique et des tarifs d'injection eux aussi différenciés afin de remédier aux difficultés sur le réseau.



- (2) Un projet pilote² portant sur des tarifs différenciés selon les heures pour les consommateurs finaux disposant de compteurs intelligents a été mené par le GRD SEAS-NVE: les tarifs d'utilisation du réseau ont été répartis en trois plages horaires différentes par jour, et l'élasticité de la demande en électricité observée a été examinée. L'étude a mis en évidence le fait que l'information, la formation et l'équipement en outils techniques (p. ex. EMS) sont nécessaires pour encourager les consommateurs finaux à adapter durablement leur comportement en matière de soutirage.

3.2.2 Allemagne

- (1) Jusqu'ici, l'Allemagne n'intègre pas le critère des plages horaires dans ses tarifs d'utilisation du réseau pour une grande partie des consommateurs finaux. En sa qualité de régulateur, la Bundesnetzagentur a décidé, au cours d'une procédure de détermination³ et en vertu de l'art. 14a, révisé au 1^{er} janvier 2024, de la loi sur l'approvisionnement en énergie (Energiewirtschaftsgesetz), que tous les GRD devraient élaborer une toute première rémunération pour l'utilisation du réseau variable selon les plages horaires pour 2025. Ce dispositif d'incitation (de même que les modules 1 et 2 avec réduction forfaitaire ou en pourcentage de la rémunération pour l'utilisation du réseau) vise l'accélération du raccordement d'installations modulables, car les GRD pourront mettre à profit la flexibilité des pompes à chaleur, des bornes de recharge privées, des climatisations et des installations de stockage afin de délester le réseau.
- (2) Un consommateur final disposant d'installations neuves ou déjà modulées correspondantes devra s'équiper d'un compteur intelligent, choisir un module et ainsi rendre ce système modulable. Le tarif de travail en fonction des plages horaires du module d'incitation regroupe trois niveaux (p. ex. charge du réseau haute, et basse, et tarif standard pour toutes les autres plages horaires) et son prix doit être fixé l'année précédente par le GRD. Ces trois niveaux tarifaires sont utilisés durant au moins deux trimestres de l'année suivante, définis l'année précédente et, dans chacun de ces intervalles, au moins une fois par jour.

3.2.3 Finlande

- (1) La tendance aux énergies renouvelables a dopé la nécessité de refondre les structures tarifaires actuelles du réseau de distribution. Le ministère chargé des questions économiques et du travail a mis sur pied un groupe de travail «Smart Grid» chargé de développer et d'harmoniser les structures tarifaires, notamment pour en faire des tarifs de puissance plus solides. Certains GRD testent des modèles optionnels pour des prestations contractées sur demande⁴: l'introduction de modèles CPP a au moins fait l'objet d'une discussion scientifique⁵.

3.2.4 France

- (1) Depuis août 2024, un tarif de travail divisé en quatre classes temporelles saisonnières est prévu pour les consommateurs finaux équipés de compteurs intelligents dans le cadre des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de Distribution d'Électricité (TURPE)⁶: Heure Pleine Saison Haute, Heure Creuse Saison Haute, Heure Pleine Saison Basse, Heure Creuse Saison Basse.

² SEAS-NVE, 2014, Communication on Progress, UN Global Compact, p. 13

³ Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8, Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach §14a EnWG, décision, BK8-22/010-A du 23.11.2023.

⁴ CIRED, 2023, Dynamic network tariffs – An opportunity for the energy transition, p. 11.

⁵ Lummi K. et al., 2023, Cost-causation based approach in forming power-based distribution network tariff for small customers

⁶ Enedis, 2023, TURPE 6 HTA/BT, Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de Distribution d'Électricité



- (2) Alors qu'actuellement la haute saison est fixée à la période de novembre à mars, les périodes de haut ou de bas tarif peuvent être fixées par le GRD lui-même. Pour les clients ayant le statut de ménage («courte utilisation»), les tarifs de travail échelonnés par heure oscillent dans une fourchette prédéfinie de 0,88 à 6,67 cts €/kWh.
- (3) Les consommateurs finaux raccordés au niveau basse tension reçoivent en général leur facture de la part du fournisseur d'électricité. Celui-ci peut éventuellement prendre en compte les informations du GRD sur la charge du réseau local pour la disposition des plages horaires à bas tarif pour les tarifs d'énergie, ce qui permet par exemple de placer une plage horaire à bas tarif de huit heures de telle sorte que les flexibilités des chaudières réduisent la pointe de charge du soir sur le réseau⁷.
- (4) Pour la clientèle du niveau moyenne tension, des heures dites de pointe mobile sont envisageables en option, dans un cadre temporel limité et à raison d'un maximum de 10 à 15 heures par an, et communiquées la veille.
- (5) Enfin, la clientèle du niveau haute tension dispose de tarifs optionnels avec heures dites de pointe mobile, définies à l'échelle nationale à l'aide d'un signal du mécanisme de capacité et publiées la veille sur le site Internet du régulateur.

3.2.5 Islande

- (1) Le régulateur prévoit que les tarifs d'utilisation du réseau doivent créer des incitations à recourir davantage au réseau de distribution en dehors des heures pleines. Ce qui n'est actuellement le cas que par le biais de composantes tarifaires différenciées selon les heures ou les saisons grâce à un modèle ToU (différenciation journée/soir/nuit et/ou hiver/été). Dans les zones rurales, les GRD ont le droit d'appliquer des tarifs d'utilisation du réseau plus élevés s'ils peuvent prouver que les coûts du réseau y sont supérieurs à ceux des zones urbaines.

3.2.6 Italie

- (1) La diffusion de nouveaux modèles de compteurs intelligents depuis 2017 permet au système tarifaire de se développer. L'objectif est de supprimer les obstacles réglementaires à l'électrification, notamment par les véhicules électriques, en garantissant un développement efficace des réseaux électriques. Le régulateur italien propose de remplacer le système tarifaire actuel, basé sur une puissance conclue par contrat et des plages horaires fixes, par une définition flexible de plages horaires par le GRD. Ce fonctionnement vise à mieux exploiter la capacité du réseau disponible: en évitant l'extension du réseau, on peut économiser des coûts, ce dont tous les consommateurs finaux bénéficient. Une augmentation de la capacité techniquement disponible dans la plage horaire «F3» pour les consommateurs finaux utilisant des véhicules électriques ne sera pas réalisée sous forme de signal tarifaire, mais par le biais d'une solution technique. La capacité autorisée plus élevée est envoyée directement au compteur intelligent en mettant à jour son logiciel (firmware).
- (2) Un développement du système à partir de «2025 ou 2026», récemment en discussion⁸, vise aussi à instaurer des incitations tarifaires par le biais d'un supplément de 40 à 50 % sur l'utilisation du réseau dans les plages horaires présentant une capacité de réseau disponible plus limitée. Une proposition spécifique pour les gros et moyens preneurs d'énergie (puissance convenue par contrat supérieure à

⁷ Eurelectric, 2021, The Missing Piece – Powering the energy transition with efficient network tariffs, p. 22

⁸ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), 2023, Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel d.lgs. 210/21 e nel d.lgs. 199/21 in tema di mobilità elettrica, 540/2023/R/EEL, p. 32 et p. 42.



16,5 kW) se penche aussi sur la possibilité de ne pas appliquer de prix au pic de charge enregistré dans la plage F3 avec une grande capacité de réseau. En fait, il s'agit d'un tarif de puissance ToU au montant nul pour la plage définie de manière flexible avec une grande capacité de réseau. D'après le régulateur, par rapport à la différenciation des tarifs de travail selon les heures, l'avantage est que des tarifs de puissance différenciés ne sont soumis à aucune influence mutuelle directe avec des tarifs de l'énergie eux aussi potentiellement différenciés selon les heures. Ce nouveau système tarifaire doit dans un premier temps pouvoir être introduit exclusivement pour les charges «efficaces et flexibles», c'est-à-dire les véhicules électriques, les pompes à chaleur et l'approvisionnement en électricité terrestre pour les bateaux (cold ironing).

3.2.7 Norvège

- (1) L'amélioration de la contribution à la stabilité du réseau des tarifs d'utilisation du réseau est en débat depuis 2017. Une première proposition du régulateur a été jugée trop complexe et difficile à appliquer: il s'agissait de faire payer à la clientèle une puissance convenue ainsi qu'une composante basée sur le tarif de travail aux heures où cette puissance est dépassée. Le régulateur l'a retravaillée en 2020 afin de donner plus de liberté dans la tarification: dans cette version, il recommande d'autoriser les tarifs d'utilisation du réseau à se distinguer en fonction de critères «en lien avec le réseau», qui doivent être objectifs et transparents. À l'avenir, les tarifs doivent être structurés pour refléter les coûts et envoyer des signaux de prix «justes» en vue d'une utilisation du réseau efficace. Concrètement, le tarif de travail doit fixer un prix seulement pour les pertes de réseau aux heures sans congestion du réseau, mais augmenter aux heures où des difficultés se profilent afin de créer des incitations à réduire le soutirage (CPP). Ce montant de tarif doit alors s'aligner sur les coûts marginaux à long terme pour une extension du réseau afin de remédier aux difficultés. Dans le modèle tarifaire actuel, les pertes de réseau, différenciées selon les critères jour/nuit et semaine/week-end, sont fixées en tant que composante tarifaire à l'aide des prix du marché spot de la zone de dépôt des offres considérée.
- (2) Les coûts du réseau doivent à l'avenir être en grande partie couverts par des prix fixes dépendants de la puissance, qui, à titre d'évolution, pourraient aussi se présenter de manière différenciée selon les heures en fonction de la charge du réseau.
- (3) Les études pilotes en cours de deux GRD (Elvia et Glitre Nett) sur les nouvelles structures tarifaires n'analysent les tarifs dynamiques qu'à titre d'aparté et se concentrent plutôt sur la façon dont différentes stratégies tarifaires poussent la clientèle à changer de comportement et dont les incitations tarifaires sont communiquées et reçues. Des résultats provisoires montrent que les tarifs doivent être abaissés de manière «significative» afin d'encourager les consommateurs finaux à changer leurs habitudes.

3.2.8 Autriche

- (1) Le régulateur (E-Control) se montre explicitement défavorable à la question des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau⁹, proposant à la place des tarifs interruptibles et un modèle de tarifs de puissance à plusieurs niveaux. Aucun tarif dynamique d'utilisation du réseau n'a donc été mis en place en Autriche jusqu'ici. Certains fournisseurs proposent déjà des tarifs dynamiques de l'énergie.

⁹ Encontrol 2024: «TARIFE 2.1» Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich



3.2.9 Suède

- (1) En 2019, le régulateur suédois a reconnu qu'il existait des obstacles à une tarification au service du réseau dans les prescriptions de régulation, notamment l'impossibilité d'introduire progressivement de nouveaux tarifs et l'impératif de non-discrimination des projets pilotes ainsi que l'absence de différenciation des tarifs à l'échelle locale. Actuellement, certaines composantes tarifaires sont différenciées selon les heures à l'aide du principe de ToU (par saison ou par moment de la journée). Les prescriptions doivent donc être révisées de sorte que les tarifs d'utilisation du réseau favorisent l'utilisation efficace du réseau grâce à une différenciation selon les heures et les zones géographiques. À titre d'exemple de possible développement des tarifs d'utilisation du réseau, le GRD Sala-Heby Energi Elnät AB a introduit un tarif ToU pour les petits preneurs d'énergie, consistant à facturer aux consommateurs finaux la moyenne des cinq pics de charge mensuels les plus élevés au prix des heures pleines. Une étude scientifique de l'effet de ce modèle a montré que celui-ci avait permis une réduction «substantielle» de la charge maximale aux heures de pointe, et ce durablement¹⁰.

3.2.10 Espagne

- (1) Depuis juin 2021, le pays impose des tarifs basés aussi bien sur le travail que sur la puissance selon le principe ToU pour la clientèle dont la capacité convenue par contrat est supérieure à 15 kW. Tandis que trois (tarif de travail) ou deux (tarif de puissance) plages horaires aux tarifs différents sont appliquées les jours ouvrés, seul le bas tarif est utilisé le week-end¹¹. Les consommateurs finaux peuvent convenir par contrat de différentes capacités par plage horaire, par exemple pour recharger un véhicule électrique en heures creuses.

3.2.11 Dispositions à l'échelle de l'UE et synthèse

- (1) La réglementation européenne 2024/1711 du 13 juin 2024 en ce qui concerne «l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union» oblige les États membres à veiller à ce que les clients finaux chez qui un compteur intelligent a été installé puissent exiger la conclusion d'un contrat avec des tarifs d'électricité dynamiques. Cette exigence concerne toutefois exclusivement la partie énergie des tarifs et non l'utilisation du réseau.
- (2) Le Règlement (UE) 2024/1747 du 13 juin 2024 en ce qui concerne «l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union» mentionne comme motif de l'adaptation de l'art. 18, l'emploi de tarifs d'utilisation du réseau différenciés selon la zone géographique ou les heures¹². Ces mesures doivent notamment permettre l'utilisation de «raccordements flexibles» et faciliter la «participation active de la demande».
- (3) Comme le montre la recherche par pays, les GRD en Europe n'en sont toutefois qu'au début du développement de leurs systèmes tarifaires dans ce domaine. Pour l'heure, à l'exception des solutions de GRD suisses, il n'existe donc aucun tarif d'utilisation du réseau totalement dynamique dans cette zone géographique. Une étude actuelle sur les systèmes tarifaires de l'UE¹³ conclut que, dans la plupart des États membres examinés (21 sur 28), des tarifs d'utilisation du réseau liés aux plages horaires sont appliqués par les GRD. Cependant, il s'agit majoritairement de plages horaires ToU

¹⁰ Öhrlund, I. et al, 2019, Convenience before coins: Household responses to dual dynamic price signals and energy feedback in Sweden, Energy Research & Social Science 52, p. 238

¹¹ Eurelectric, 2021, The Missing Piece – Powering the energy transition with efficient network tariffs, p. 21

¹² Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and the of the Council, 13 June 2024, amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design, Recital 23

¹³ Agence de l'UE pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), 2023, Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, chap. 7.1, p. 55 ss.



statiques: les heures ne sont définies de façon flexible que dans trois pays, en fonction de critères liés au réseau (France) ou au marché, par exemple les tarifs de pertes de réseau (Norvège, Suède).

- (4) Le CEER¹⁴ et Eurelectric¹⁵ justifient tous deux le fait que les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau n'aient pas encore été introduits par la complexité de ceux-ci, le manque de prévisibilité qui en résulte en matière de montants, les conditions technologiques préalables requises, les dépendances vis-à-vis des systèmes automatisés de gestion de la charge et un certain degré de risque d'iniquité dans les rémunérations pour l'utilisation du réseau. Malgré la large diffusion des compteurs intelligents en Europe du Nord, les discussions sur le développement des rémunérations pour l'utilisation du réseau dans ces pays portent surtout sur la nécessité de mieux refléter les coûts. Plutôt que des tarifs dynamiques, l'approche de solution en vue d'un comportement au service du réseau semble être la possibilité de mieux traduire les coûts du réseau à travers les tarifs fixes et de puissance et l'adaptation par les consommateurs finaux de leur comportement sous l'effet de ce signal de prix¹⁶.

4. Possibilités et limites de la tarification

- (1) Les tarifs dynamiques doivent être structurés selon des paramètres prédéfinis, Chacun évoluant dans une fourchette prédéfinie sur une base prédéfinie. Ce chapitre décrit les conditions réglementaires et techniques et détermine donc dans quelle fourchette maximale possible ou autorisée les paramètres d'un tarif dynamique évoluent. Le tableau suivant décrit les principaux paramètres d'un tarif dynamique avec les modalités possibles (ou attendues). Un tableau récapitulatif des catégories de tarifs d'utilisation du réseau est disponible dans le MURD-CH 2024, chapitre 7.

Paramètre	Caractéristique	Formes possibles
Durée d'une période	Année / saison / mois / semaine / jour / heures / heure / quart d'heure	Du jour au quart d'heure p. ex. 24 h (00:00 à 23:59)
Base	Jour / heures / heure / quart d'heure	Des heures au quart d'heure p. ex. 15 min
Date de publication	A – xJ / M – xJ / J-1 à xxhxx / J avec xxhxx d'avance	Du quart d'heure à 24 h, p. ex. J-1 16 h
Montant du tarif	c./kWh, c./kVarh, c./kW, c./kVar	c./kWh, c./kW
Éléments non dynamiques	CHF/mois, CHF:an, c./kW, c./kWh	c./kWh, c./kW, c./kvarh, CHF/mois
Caractère contraignant	Jusqu'à quand le GRD peut-il encore adapter le tarif après publication (p. ex. annonce et adaptation ultérieure)?	Caractère contraignant
Type de tarif	Tarif optionnel ou tarif standard	Tarif optionnel
Différenciation selon la zone géographique	Zone de desserte, zone de sous-station, zone de station de transformation, artère électrique basse tension	Dépend de la situation individuelle en matière de consommation et de production sur le réseau

¹⁴ Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), 2020, CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, p. 15 ss.

¹⁵ Eurelectric, 2021, The Missing Piece – Powering the energy transition with efficient network tariffs, p. 26

¹⁶ Nordic Energy Regulators (NordREG), 2021, Electricity distribution tariffs, Report by the NordREG Network Regulation WG, p. 30



Paramètre	Caractéristique	Formes possibles
Différenciation selon d'autres critères	Différenciation sur la base, p. ex., de la consommation annuelle, de la puissance de raccordement ou du groupe de clients	Consommation (groupe de clients)...

Tableau 1 Paramètres pour les tarifs dynamiques

4.1 Prescriptions réglementaires générales

- (1) Les principes généraux de la conception de tarifs d'utilisation du réseau figurent à l'art. 14 LApEI et s'appliquent aussi à leurs équivalents dynamiques. Tous les tarifs d'utilisation du réseau doivent en particulier présenter des structures transparentes et refléter les coûts occasionnés par les consommateurs finaux.
- (2) Dans le respect du principe de causalité, il convient de veiller à ce que la réduction potentielle des revenus ne dépasse pas la réduction attendue des coûts du réseau. Il faut donc tenir compte des coûts pour l'introduction et le décompte du tarif. Concernant la transparence des structures avec les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau, il faut savoir que la complexité d'un tarif n'est pas au choix et qu'il est nécessaire d'expliquer celui-ci de façon compréhensible aux consommateurs finaux (voir chapitre 6.1).
- (3) De plus, conformément à l'art. 14 LApEI, les tarifs doivent tenir compte d'une infrastructure de réseau et d'une utilisation de l'électricité efficaces et prévoir des incitations pour une exploitation stable et sûre du réseau. En ce qui concerne la contribution à la stabilité du réseau, ces exigences se recoupent avec les objectifs des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau. Quant à l'utilisation efficace de l'électricité, il faut comprendre, avec la prescription, qu'un tarif de puissance pur et dur n'est pas possible, bien que les tarifs axés sur la puissance respectent l'obligation du principe de causalité qu'ils intègrent eux aussi.
- (4) En outre, l'art. 18a OApEI prévoit que les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau peuvent être appliqués au groupe de clients dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh, y compris comme tarif standard. Si un tarif dynamique d'utilisation du réseau est appliqué comme tarif standard, le GRD doit également proposer au groupe de clients un tarif optionnel sans composante dynamique (art. 18, al. 6 OApEI).
- (5) L'art. 18, al. 5 OApEI contient d'autres prescriptions expresses concernant des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau dont il faut également tenir compte: elles sont intégrées ci-après à chaque paramètre.

4.2 Durée d'une période

- (1) La durée définit le laps de temps que comprend la plage horaire tarifaire publiée. Par exemple, si une plage horaire tarifaire est publiée la veille pour les 24 heures du lendemain, la durée d'une période est donc de 24 heures. Étant donné que, d'un point de vue technique, il n'y a pas de restriction à la durée d'une période, il serait possible de prévoir des durées très courtes (p. ex. 1 heure) ou très longues (p. ex. 1 mois). Il y a conflit d'objectifs sur le choix de la durée: de courtes plages horaires, qui vont de pair avec des publications très fréquentes, permettent de tenir compte des paramètres actuels pour les prévisions de pics de charge par le GRD. À l'inverse, de longues plages horaires permettent aux EMS effectuant les évaluations d'optimiser la charge sur une plus longue période de



soutirage. Les durées très courtes posent donc problème à ces dispositifs, car il n'y a que peu de temps à disposition pour les optimisations. Pour les GRD, qui doivent créer des incitations à l'adoption d'un comportement au service du réseau par le biais de tarifs d'utilisation du réseau dynamiques (art. 18, al. 5 OApEI), plus une période est longue, plus il est difficile d'anticiper les pics de charge du réseau et donc de déterminer le signal tarifaire pour adapter le comportement.

- (2) Il convient de distinguer la durée publiée d'une plage horaire tarifaire de la ou des plage(s) horaire(s) disponible(s) pour l'optimisation par les EMS. En toute logique, les EMS doivent prendre en compte plusieurs plages horaires du GRD. Dans le cas d'une publication de 24 h pour le jour suivant, par exemple, la plage horaire de la veille reste applicable. L'optimisation doit en principe se dérouler de l'instant t en cours à la dernière indication temporelle disponible (voir «Base») de la plage horaire publiée la plus récente.

4.3 Base

- (1) La base définit les étapes temporelles auxquelles le tarif peut évoluer. L'art. 18, al. 5 OApEI ne mentionne aucune exigence minimale concernant la résolution temporelle. Le rapport explicatif indique comme résolution minimale qu'au moins quatre tranches tarifaires d'au moins une heure chacune devraient être fixées. La résolution minimale serait donc de six heures. Sur le principe, une granularité des tarifs encore plus fine est permise, mais limitée à des valeurs de 15 minutes par la base temporelle maximale des compteurs intelligents.

4.4 Date de publication (délai)

- (1) Comme pour tous les autres types, la méthode de calcul concrète pour les tarifs dynamiques doit être publiée au plus tard à la fin du mois d'août de l'année précédente (art. 7b OApEI et rapport explicatif concernant l'ordonnance, p. 26). Cela implique que, sur la base de la méthode publiée, les tarifs d'utilisation du réseau peuvent être adaptés au dernier moment, de sorte à prendre en compte les pénuries actuelles sur le réseau. L'art. 18, al. 5 OApEI prévoit que les tarifs doivent être fixés sur la base de la charge du réseau attendue pour le lendemain, ce qui implique une publication au plus tard la veille; aucune consigne n'est donnée quand à l'heure exacte.

4.5 Montant du tarif

- (1) Il est ici question de l'indication de prix classique pour un tarif à un moment donné. L'unité est le centime par kilowattheure ou, dans certains cas, le franc par kilowattheure, ou encore le franc ou centime par kilowatt pour les composantes de puissance.
- (2) Les tarifs dynamiques peuvent inclure une limite inférieure appropriée afin de couvrir les coûts structurels (qui surviennent indépendamment de l'utilisation du réseau). Les coûts structurels peuvent alors aussi bien être pris en compte dans les prix du travail ou de la puissance que comptabilisés par le biais de composantes de base séparées. Ces éléments doivent être modérés, c'est-à-dire que la part dynamique doit être prépondérante. En outre, l'art. 18, al. 5 OApEI prescrit que les économies des consommateurs finaux dans le cadre du tarif dynamique doivent être proportionnelles aux économies de coûts du réseau communiquées. Pour ce faire, le gestionnaire de réseau doit pouvoir présenter à l'EICom une planification fondée avec une analyse coûts/bénéfices.
- (3) Dans le cas de la tarification dynamique, il convient aussi de prêter une attention toute particulière à la question de l'uniformité. L'art. 18, al. 5 OApEI impose de structurer les tarifs dynamiques de sorte



que, pour un profil de charge standard, la rémunération pour l'utilisation du réseau corresponde à celle des tarifs normaux de ce groupe de clients. Cette prescription doit être appliquée en cas de différenciation selon la zone géographique pour chaque tarif, et la rémunération pour l'utilisation du réseau qui en découle doit donc être identique pour un profil de charge standard. Elle doit être prise en compte dans l'algorithme de tarification et doit pouvoir être justifiée le cas échéant. Figure 2 illustre ce principe à l'aide d'un exemple chiffré fictif.

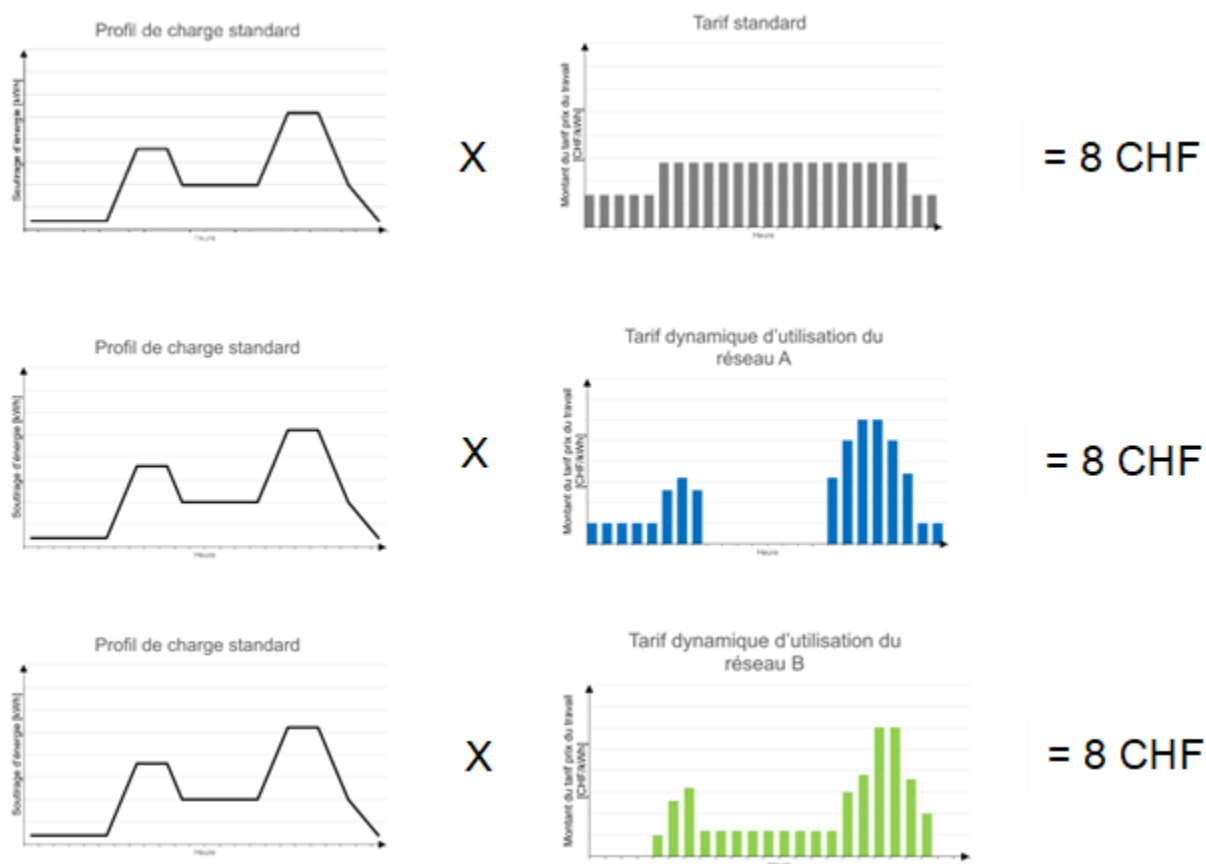


Figure 2 Comparaison tarifaire avec le profil de charge standard

- (4) Le profil de charge standard est constitué des données du groupe de clients dans lequel s'applique le tarif dynamique d'utilisation du réseau. Une méthode simple pour l'obtenir consiste à utiliser des moyennes de 15 minutes des données de consommation parmi le groupe de clients. Ce qui intègre au résultat l'uniformité des tarifs exigée par la loi. Les tarifs différenciés selon la zone géographique doivent eux aussi être conçus pour obtenir des rémunérations pour l'utilisation du réseau comparables aux profils de charge standard fixés pour le groupe de clients. Ceci n'exclut pas la possibilité d'inégalités de traitement dans des cas particuliers. Mais au vu des retombées positives des tarifs dynamiques attendues par le législateur, on peut accepter une telle éventualité. Dans la pratique, il faut encore clarifier à quelle période la comparaison doit être possible (uniquement durant l'année tarifaire dans son ensemble ou pour certaines périodes plus courtes).
- (5) Pour la fixation de tarifs chez les consommateurs finaux au niveau basse tension dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh, la composante de travail est de 70 % au minimum. Lors de l'introduction d'une tarification dynamique de

réseau, il est aussi possible de s'éloigner de cette composante de travail de 70 % dans le cadre du tarif standard et, par exemple, de donner plus de poids aux composantes de puissance que ce qui était prévu jusque-là (art. 18a, al. 2 OApEI).

4.6 Éléments non dynamiques

- (1) Les tarifs de l'électricité résultent typiquement de la somme de différentes composantes de coûts, Certaines pouvant rester statiques même lors de l'introduction de tarifs dynamiques: Services-système, réserve d'électricité, taxes et prestations versées aux collectivités publiques, autres composantes similaires...

4.7 Caractère contraignant

- (1) Comme la méthode de calcul des tarifs doit être fixée de manière contraignante pour une année et que les tarifs doivent être publiés de manière à ce que les consommateurs finaux puissent les consulter en temps voulu, les tarifs publiés sont contraignants. Si des tarifs supplémentaires sont annoncés à titre provisoire, ils doivent être signalés en conséquence et remplacés en temps utile par des tarifs obligatoires.

4.8 Type de tarif

- (1) Le tarif dynamique est-il le tarif standard ou un tarif optionnel que le client final doit choisir de sa propre initiative? Lorsque le tarif est prévu pour les EMS en particulier (voir chapitre 1.3), on part du principe que le produit a été réclamé par le client de lui-même. Si un tarif dynamique d'utilisation du réseau est appliqué comme tarif standard, le GRD doit proposer au groupe de clients un tarif optionnel sans composante dynamique (art. 18, al. 6 OApEI).

4.9 Différenciation selon la zone géographique

- (1) Une adaptation essentielle en lien avec les tarifs dynamiques consiste en la possibilité de prévoir des tarifs différenciés selon la zone géographique, étant donné que les conditions sur le réseau d'un GRD varient parfois fortement (art. 18, al. 5 OApEI). On pense notamment aux villes présentant de gros excédents de charge d'une part et aux zones rurales enregistrant une charge relativement faible et une production locale élevée d'autre part. De manière générale, les tarifs qui incitent à adopter un comportement au service du réseau n'ont donc d'intérêt que s'ils sont créés sur mesure pour répondre à une situation du réseau en particulier. Du point de vue réglementaire, la différenciation selon la zone géographique est limitée par l'uniformité exigée par rapport à un profil de charge standard (voir chapitre 4.5). Du point de vue technique, elle serait possible jusqu'à certains câbles souches du niveau de réseau 7, mais uniquement à condition que le GRD fournisse l'investissement élevé requis, car il devrait alors mettre à jour et archiver beaucoup de tarifs différents.

4.10 Différenciation selon d'autres critères

- (1) Comme pour les tarifs statiques d'utilisation du réseau, les consommateurs finaux peuvent être regroupés selon d'autres critères dans le cadre des tarifs dynamiques, par exemple la puissance de raccordement, les biens-fonds non habités à l'année, un soutirage supérieur à 50 MWh au niveau basse tension ou des aspects saisonniers.



5. Calcul du tarif et processus de tarification

5.1 Objectifs du tarif et groupe cible

- (1) L'objectif d'un tarif dynamique d'utilisation du réseau est de réduire durablement les pics de charge et, le cas échéant, d'injection dans le réseau. Ce tarif offre aux consommateurs finaux des incitations primaires à réduire leur soutirage durant les pics de charge que connaît le réseau, ce qui permet de limiter les coûts en amont et le besoin d'extension et, partant, de faire des économies. Si les pics d'injection dans le réseau sont utilisés pour le dimensionnement, le tarif dynamique d'utilisation du réseau peut être conçu pour inciter à reporter la consommation personnelle à ces moments-là afin de les réduire.
- (2) Comme les pics de charge et d'injection peuvent varier d'un niveau de réseau à l'autre, il est crucial de déterminer, en définissant un tarif dynamique d'utilisation du réseau, lesquels doivent être réduits et à quel niveau. Si ces pics sur le réseau divergent considérablement à l'échelle locale, il convient d'étudier une différenciation du tarif selon la zone géographique.
- (3) En ce qui concerne le groupe cible des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau, deux variantes sont envisageables: les consommateurs finaux avec ou sans EMS. Dans le premier cas, le système peut lire automatiquement le tarif et prendre des mesures en conséquence de manière automatisée pour minimiser les coûts dont s'acquitte le client. Étant donné qu'un tarif dynamique d'utilisation du réseau est généré de manière pertinente par un algorithme, on peut alors parler de tarif de machine à machine. Dans le deuxième cas, les clients peuvent aussi réagir directement aux tarifs dynamiques d'utilisation du réseau et adapter leur comportement. On peut aussi réfléchir à les combiner: si la clientèle adapte son comportement, l'effet obtenu grâce aux EMS en sera davantage consolidé. Dans les deux cas, un tarif dynamique d'utilisation du réseau doit être publié de sorte à être compris par les consommateurs finaux: il faut donc impérativement trouver une présentation visuelle qui montre aussi bien les effets que les limites du tarif de façon limpide (voir chapitre 6.1).
- (4) Les diminutions de recettes résultant de la réaction des clients finaux au tarif dynamique d'utilisation du réseau sont solidarisées sur tous les types de tarifs du niveau de réseau concerné, car la réduction des coûts de réseau ainsi obtenue profite à tous les consommateurs finaux du niveau de réseau (cf. chapitre 1.3.2). La procédure est identique à celle de l'imputation des coûts pour la rétribution de la flexibilité pouvant être directement contrôlée.

5.2 Méthode de calcul tarifaire

- (1) En principe, un tarif dynamique d'utilisation du réseau vise à prévoir une situation future quant aux charges et ensuite à fixer des incitations tarifaires qui aideront à éviter de potentielles difficultés. Il contient donc toujours un facteur d'estimation. Si la charge du réseau suit un modèle clair (p. ex., pic de charge problématique vers le soir en semaine), une approche plus simple peut être de mesurer la courbe de charge et, à partir de là, de calculer directement le tarif correspondant. Même si aucune donnée prévisionnelle supplémentaire n'est requise pour ce modèle, le tarif constitue malgré tout une estimation, car la situation attendue quant aux charges est simplement anticipée en se basant sur le passé. Bien entendu, un tel modèle peut être encore précisé par l'ajout de données prévisionnelles, surtout des données météorologiques, notamment lorsqu'il convient de réduire un pic d'injection provoqué par l'énergie photovoltaïque (PV). Figure 3 présente ces liens logiques à l'aide d'un exemple simple.



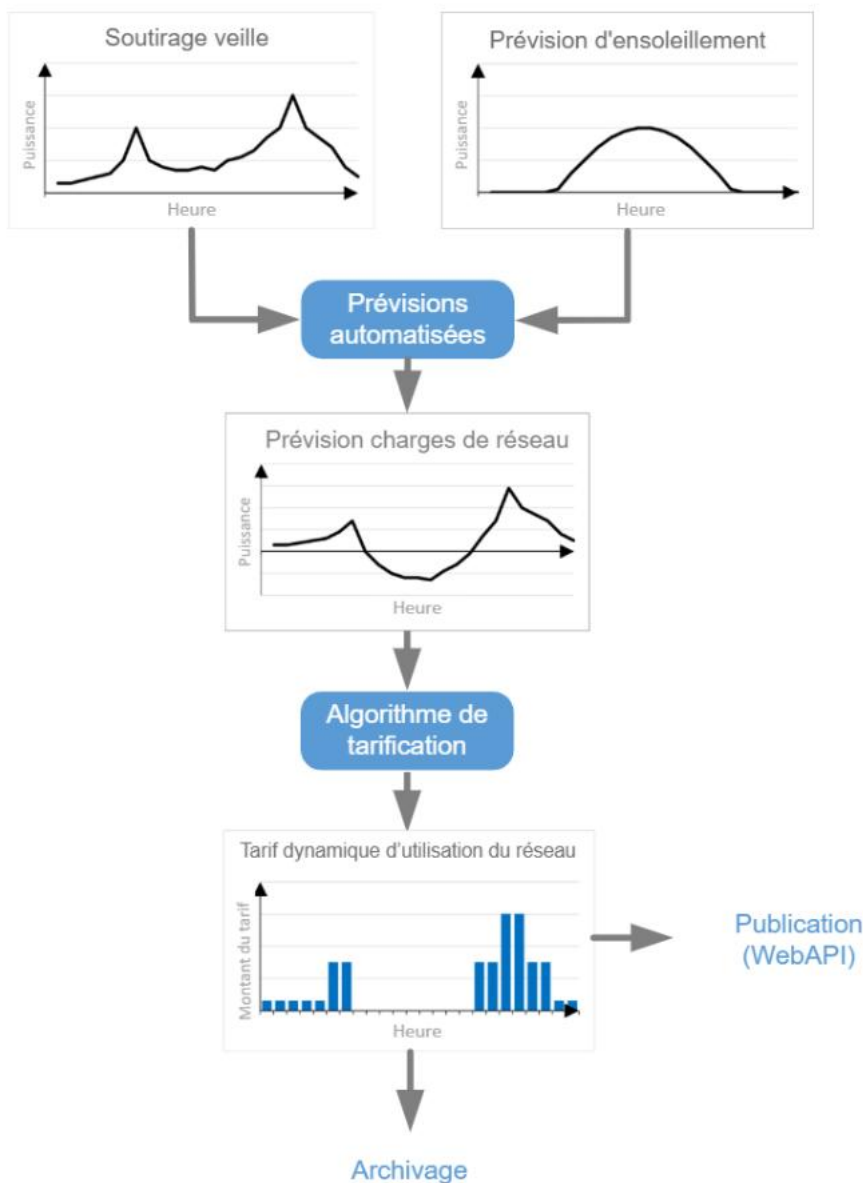


Figure 3 Liens dans le cadre de la tarification à l'aide d'un exemple

5.3 Dynamisation, avance et granularité

- (1) Avant la tarification à proprement parler, il est impératif de définir les conditions sous forme de dynamisation, d'avance et de granularité, c'est-à-dire de se demander combien de temps à l'avance et pour quelle période un tarif doit s'appliquer et quel doit être le degré de précision de l'échelonnement dans le temps. De manière générale, il y a une marge de manœuvre dans les choix à faire: les considérations suivantes visent à aider à poser des conditions adéquates.
- (2) Pour la dynamisation, à savoir la période où s'applique un tarif, le modèle prévisionnel doit tout d'abord revêtir un aspect décisif. Seule une période que le modèle peut couvrir en garantissant une bonne qualité des prévisions présente un intérêt. Par exemple, si l'on utilise des données



météorologiques, une journée serait une période acceptable. Pour un GRD, des périodes plus courtes sont plus intéressantes, et pour les EMS, c'est l'inverse, car les longues périodes donnent plus de marge pour reporter la charge. Ainsi, une plage horaire d'une heure serait techniquement possible et excellente pour les prévisions, mais le EMS ne disposerait pas de suffisamment de latitude pour l'évaluation, ce qui aboutirait à un tarif peu attrayant pour le consommateur final.

- (3) Avec l'avance, c'est-à-dire l'intervalle de temps entre la publication du tarif et le début de la validité, les délais courts sont aussi à l'avantage du GRD, car ils permettent d'obtenir des prévisions de meilleure qualité, et les périodes longues élargissent la marge des EMS. Si ces dispositifs sont rapides à décider d'un report de charge ou non, avoir plus d'avance leur laisse plus de temps. Ainsi, il serait par exemple envisageable de décaler les charges à la journée entamée si le tarif du lendemain est connu assez tôt. Une avance suffisante augmente donc l'effet positif potentiel sur la charge du réseau.
- (4) Sur ce point, il faut aussi savoir que les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau sont combinés avec les tarifs dynamiques de l'énergie, du moins dans une approche prévisionnelle: la clientèle a donc deux signaux tarifaires à traiter, et une réaction judicieuse (report ou limitation de charge) ne peut donc intervenir que si les deux sont transmis. Comme les tarifs dynamiques de l'énergie s'alignent généralement sur le marché spot, clôturé la veille à 12 h, ils ne sont pas communiqués avant ce délai. Du point de vue de la clientèle, il n'y a donc aucun avantage à ce que le tarif dynamique d'utilisation du réseau soit communiqué plus tôt.
- (5) La base de ces derniers est généralement une prévision disponible concernant la charge du réseau, formulée au moins pour le jour suivant. Parmi les grandeurs d'influence décisives, outre les valeurs empiriques passées, on peut citer les prix de l'énergie pour le jour suivant, la planification du recours aux centrales électriques dans la zone de desserte, une prévision météorologique ainsi que de grandes manifestations, etc. En général, la prévision de la charge du réseau devrait être établie l'après-midi pour le lendemain. Si elle n'est pas donnée de façon entièrement automatisée, elle devrait porter sur les trois jours suivants afin de permettre de couvrir les week-ends. Une période encore plus longue est nécessaire en cas de jours fériés supplémentaires. Mais cet horizon plus long détériore la qualité des prévisions. Compte tenu de l'augmentation des injections PV, une longue durée de prévision est de plus en plus problématique; il faut donc se demander si, ou plutôt à partir de quand, dans le cas d'une prévision manuelle, une prévision actuelle sera aussi nécessaire le week-end.
- (6) En ce qui concerne la base temporelle, des valeurs de 15 minutes sont le maximum, car il s'agit des plages fournies par les compteurs intelligents utilisés pour l'évaluation. Des durées plus longues, par exemple d'une heure, sont bien entendu envisageables sans problème. Même si les tarifs de l'énergie sont habituellement définis sur une base d'une heure, il est tout à fait possible de choisir une combinaison de plages de 15 minutes, la succession de quatre d'entre elles identiques étant interprétée comme une heure.
- (7) En résumé, on peut dire que l'approche recommandable est celle d'un tarif dynamique d'utilisation du réseau applicable le jour suivant, communiqué entre 12 h et environ 18 h la veille et basé sur des plages de 15 minutes ou d'une heure, mais d'autres solutions restent possibles et autorisées.



5.4 Algorithme de tarification

- (1) En plus de choisir la base des données et les conditions à un tarif dynamique d'utilisation du réseau, il convient de paramétrer l'algorithme en vue de la mise en œuvre. Pour ce faire, il faut définir l'étalement et d'éventuelles limites, mais aussi décider quels éléments tarifaires utiliser et lesquels dynamiser. Les considérations suivantes se présentent comme un guide, des exemples de mise en œuvre concrets figurant en annexe.

5.4.1 Éléments tarifaires

5.4.1.1 Part fixe [CHF/an]

En soi, une part fixe ne peut pas être dynamique ou dépendre de valeurs de travail ou de puissance, mais il est tout à fait possible de l'intégrer à un tarif dynamique. L'inconvénient d'une part fixe est qu'elle fait globalement perdre son étalement et donc son pouvoir incitatif au tarif (Figure 4). Mais l'argument en sa faveur est qu'elle permet ainsi de traduire les coûts structurels pour la clientèle dans le respect du principe de causalité. Il convient de tenir compte du fait que tous les utilisateurs du réseau bénéficient déjà d'une part fixe grâce aux nouveaux tarifs de mesure (entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2026) même si ces derniers ne font pas partie des tarifs d'utilisation du réseau.

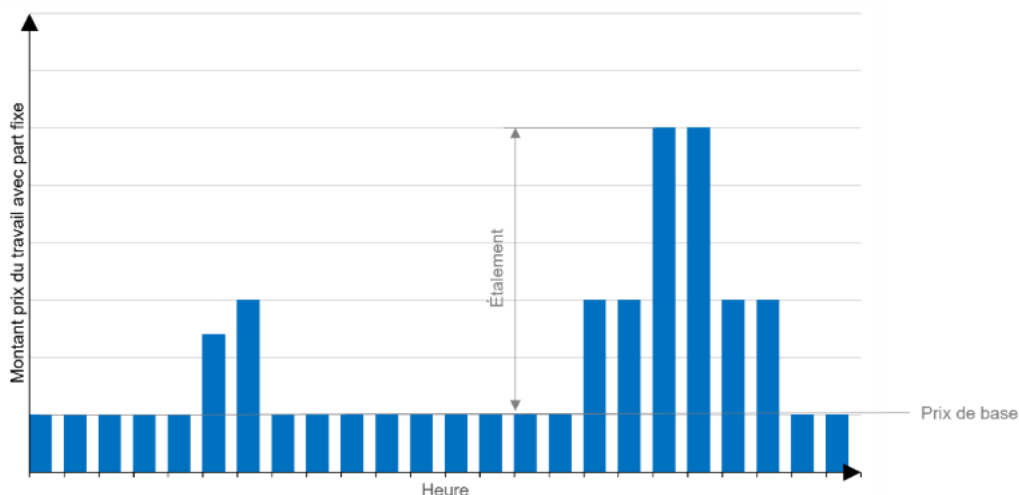


Figure 4 Part fixe et étalement

5.4.1.2 Prix du travail [CHF/kWh]

- (1) Le prix du travail représente un élément essentiel d'un tarif dynamique d'utilisation du réseau, même si le facteur de coûts principal sur le réseau reste de loin la puissance transportée maximale. Même avec un prix du travail à fort étalement, il est possible ainsi d'envoyer des incitations plus fortes à reporter les pics de charge si le montant du tarif fixé est très élevé pour certains intervalles. Deux des avantages d'un prix dynamique du travail sont sa simplicité de compréhension pour la clientèle et sa facilité à se combiner avec un tarif dynamique de l'énergie (à titre de prix du travail strict). L'un des inconvénients est que de nouveaux pics de charge peuvent être générés au moment où les prix sont les plus bas ou au début d'une phase de prix bas. Figure 5 illustre cette problématique à la lumière du comportement de charge attendu lors du rechargement de véhicules électriques. Sans autre incitation, ce dernier s'effectue à pleine puissance au début de la phase où le prix du travail est le plus

bas, ce qui est idéal du point de vue de la clientèle, car cela permet de terminer le rechargement complet le plus tôt possible. Du point de vue du réseau en revanche, l'idéal serait que le processus de rechargement s'étale sur toute la phase de prix bas à puissance réduite.

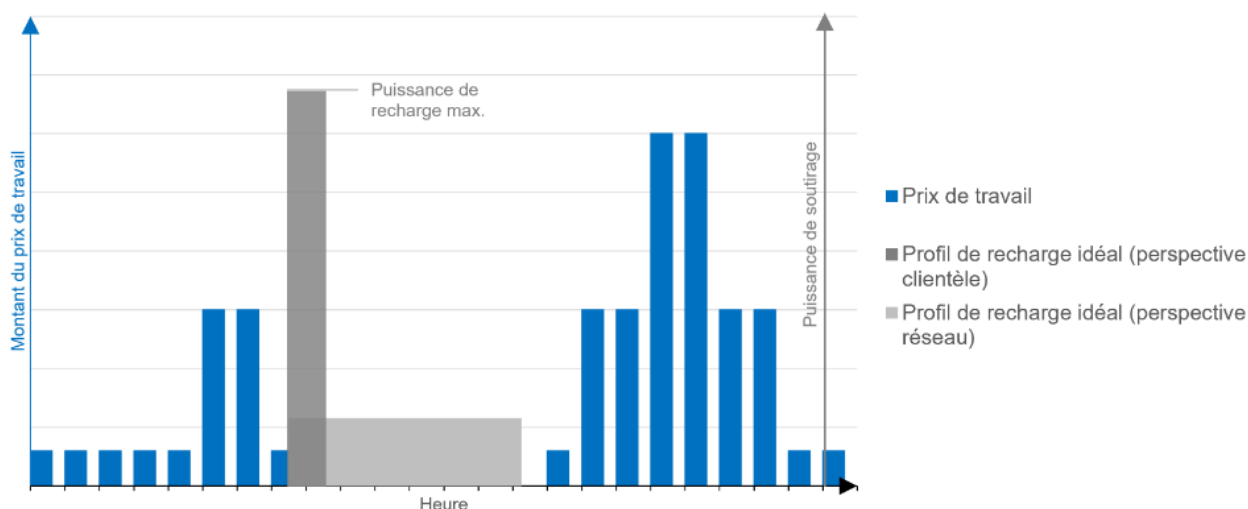


Figure 5 Prix dynamique du travail et comportement de charge

5.4.1.3 Prix de la puissance [CHF/kWh]

- (1) Si un prix de la puissance s'aligne sur le moment de charge maximale du réseau, il constitue alors l'un des principaux facteurs de coûts du réseau. Cependant, dans leur application, les prix de la puissance sont complexes aussi bien pour les GRD que pour les EMS de la clientèle. Outre le montant, il faut aussi en définir l'intervalle (p. ex. xx CHF/kW/mois). Du point de vue du réseau, plusieurs éléments font pencher la balance en faveur d'intervalles aussi longs que possible, car la capacité du réseau doit recouvrir les pics les plus hauts enregistrés au cours de la durée de vie du réseau, la fréquence de ceux-ci n'ayant pas d'influence. L'intervalle peut être plus long que la période de décompte (p. ex. prix pour la puissance annuelle maximale en cas de décompte mensuel), mais cela complexifie la tâche. Un prix fixe de la puissance peut se combiner avec un prix dynamique du travail. Afin de mieux intégrer la contribution à la stabilité du réseau, il convient cependant de réfléchir à dynamiser également le prix de la puissance en ne l'appliquant que pour les plages horaires critiques. Un prix de la puissance permet de remédier à la création de nouveaux pics de charge en début de phase de prix du travail bas (Figure 5).

5.4.1.4 Prix de l'énergie réactive [CHF/kvarh]

- (1) Un prix de l'énergie réactive peut lui aussi être incorporé à un tarif dynamique, Et ce de façon fixe ou dynamique. Comme les installations PV peuvent réagir aux exigences de fourniture d'énergie réactive et que cette dernière peut être utilisée afin d'influer sur la tension du réseau au niveau basse tension, un prix dynamique de l'énergie réactive peut s'avérer judicieux si un EMS donné pilote aussi une installation PV.

5.4.1.5 Prix de la puissance réactive [CHF/kVAr/mois]

- (1) En théorie, il serait aussi possible de recourir à un prix de la puissance réactive, mais il ne semble pas en exister d'application judicieuse dans le cadre d'un tarif dynamique d'utilisation du réseau.

Même avec des tarifs statiques, les prix de la puissance réactive au niveau de réseau 7 ne sont guère appliqués.

5.4.2 Étalement

- (1) L'étalement (différence entre les valeurs maximale et minimale d'une composante donnée) détermine l'incitation pour les consommateurs finaux à réagir à un signal tarifaire. Si l'étalement est faible, c'est-à-dire si la différence entre la valeur minimale et la valeur maximale (p. ex. du prix du travail) est faible, le consommateur final n'a que peu d'intérêt à réagir, car l'adaptation de son profil de soutirage n'entraîne que de faibles économies. Un grand étalement augmenterait en conséquence l'incitation pour le client final. Il est presque impossible de donner une recommandation de portée générale, mais les considérations suivantes gagneraient à être prises en compte.
- (2) Si un tarif dynamique d'utilisation du réseau est considéré comme tarif de machine à machine, c'est-à-dire que le groupe cible est composé de consommateurs finaux équipés d'un EMS, cela se traduit sur le montant requis de l'incitation tarifaire. Alors qu'il existe un obstacle psychologique à surmonter avec les tarifs appelant une réaction manuelle, ce n'est pas le cas avec les tarifs évalués par algorithme. Si l'on part du principe qu'un EMS gère les flexibilités de sorte à prévenir toute détérioration du confort pour les consommateurs finaux, ces dispositifs réagiront donc aussi en cas d'intérêt minimal du point de vue de la clientèle. La difficulté consiste à encourager la clientèle ne possédant pas de EMS à en installer un et à choisir le tarif. Dans cette optique, le tarif dans son ensemble doit être intéressant pour la clientèle: les économies possibles en adaptant son soutirage selon un signal de prix doivent donc être plus élevées que les coûts pour elle. En théorie, un étalement dépassant les changements de tarif marginaux ne serait donc nécessaire que dans la mesure où il y a la possibilité de couvrir les coûts fixes de l'achat d'un EMS. Cependant, afin de motiver les consommateurs finaux à s'en procurer un et à opter pour un tarif dynamique, la perspective d'un avantage notable et durable en matière de coûts pourrait s'avérer indispensable.
- (3) Pour concevoir un tarif dynamique d'utilisation du réseau de façon attrayante pour eux en phase d'introduction, il est envisageable de choisir d'appliquer un grand étalement aux composantes tarifaires dynamisées. Dans chaque cas, la composante tarifaire d'un tarif statique comparable doit servir de point de départ, et il est recommandé d'établir des comparaisons avec des profils de charge pour évaluer l'attrait du tarif. L'art. 18, al. 5 OApEI exige dans tous les cas une comparaison sur la base d'un profil de charge standard (voir chapitre 5.5). En cas d'adaptation ultérieure de l'étalement, il convient de tenir compte du fait que les consommateurs finaux peuvent avoir pris une décision d'investissement sur la base des valeurs initiales.
- (4) La nécessité de concevoir un tarif dynamique d'utilisation du réseau qui soit également attrayant pour le GRD et justifiable sur le plan réglementaire limite la marge de manœuvre. La réduction potentielle dans le cadre de la rémunération pour l'utilisation du réseau en fonction de la réaction des consommateurs finaux aux tarifs dynamiques d'utilisation du réseau ne doit pas dépasser celle attendue pour les coûts du réseau. Il faut donc tenir compte des coûts pour l'introduction et le décompte du tarif.
- (5) Calibrage: un tarif dynamique de l'utilisation du réseau doit être mis en place de sorte que la rémunération pour l'utilisation du réseau d'un client avec profil de charge standard corresponde à celle du tarif normal de ce groupe de clients (cf. chapitre 4.5 sur l'«uniformité» et art. 18, al. 5 OApEI).



5.4.3 Valeurs limites

- (1) Des valeurs limites peuvent être fixées pour tous les éléments tarifaires dynamiques afin de définir en amont des plages de variation fiables. L'avantage est la possibilité d'éviter à l'avance des valeurs extrêmes qui n'auraient pas été recherchées, mais aussi la simplification de la communication à la clientèle (cf. chapitre 6.1).
- (2) Dans ce contexte, il est intéressant de se demander si des valeurs négatives ont aussi leur intérêt, par exemple des prix du travail négatifs pour inciter à augmenter son soutirage sur le réseau en cas de pic d'injection. En principe, les valeurs négatives sont possibles, mais il faut veiller à ne jamais provoquer d'inversion du flux de paiement: une période de facturation doit toujours rester positive. Sans parler des problèmes des systèmes de décompte, cette méthode pourrait également engendrer des problèmes dans la facturation de la TVA.

5.5 Différenciation selon la zone géographique

- (1) Si les pics de charge ou d'injection sur le réseau varient localement dans une mesure qui justifie une différenciation locale, il convient d'étudier une différenciation du tarif selon la zone géographique. Celle-ci requiert un plus grand investissement de la part du GRD, car il y a plusieurs tarifs à créer, à mettre à jour et à archiver.
- (2) Elle devrait être mise en place aussi approximativement que possible et aussi précisément que nécessaire pour limiter l'investissement à fournir par le GRD. Il serait également possible d'appliquer une différenciation selon la zone géographique relativement fine, par exemple selon la zone de station de transformation, avec classification en quelques types soumis chacun à leur propre tarif (p. ex. un tarif pour les stations de transformation avec excédent d'énergie PV et un autre pour les stations de transformation avec excédent de charge).
- (3) L'autre difficulté de cette différenciation est d'attribuer correctement leur tarif aux consommateurs finaux. Deux solutions s'offrent alors: soit tous les tarifs sont accessibles au grand public et l'on précise donc aux consommateurs finaux celui qui les concerne, ce qui implique qu'il relève de leur responsabilité (ou de celle de leur EMS) de lire et de traiter le «bon» tarif; soit les tarifs sont attribués individuellement et les consommateurs finaux disposent de leur propre accès, ce qui leur permet de ne lire que le tarif qui les concerne.
- (4) Sur la question du principe d'unité de manière générale et en lien avec la différenciation selon la zone géographique, se référer au chapitre 4.5.



6. Décompte de tarifs dynamiques d'utilisation du réseau

- (1) Ce chapitre vise à décrire les possibilités de décompter judicieusement les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau et les aspects à respecter dans ce cadre.

6.1 Publication

- (1) Comme indiqué précédemment, un tarif dynamique d'utilisation du réseau doit être publié de sorte à être compris par le public: il faut donc impérativement trouver une présentation visuelle qui montre la méthode tarifaire de façon limpide. Il est recommandé d'en expliquer le fondement logique et de publier la formule utilisée pour le calcul tarifaire. Afin d'en augmenter l'acceptation, il peut être utile de donner des valeurs minimales et maximales pour certaines composantes.
- (2) Outre la publication du tarif lisible par machine, une version lisible par l'œil humain doit aussi être générée. En outre, il est recommandé de présenter un graphique montrant les tarifs d'utilisation du réseau dynamiques actuels et ceux des jours précédents.
- (3) L'objectif de la publication est de garantir que les consommateurs finaux comprennent le tarif et soient en mesure de prendre une décision avisée quant à son application. Le GRD devrait également s'assurer que les consommateurs finaux reçoivent un décompte détaillé dans leur portail clientèle afin de pouvoir vérifier leur facture.

6.2 Facturation

- (1) Dans un souci de simplification dans le cadre de la facturation de tarifs dynamiques d'utilisation du réseau, il faudrait calculer le prix moyen spécifique et pondéré par période de décompte (mois, trimestre, etc.) pour les consommateurs finaux. La facture doit mentionner, en plus des composantes dynamiques de prix, la quantité et le tarif dynamique d'utilisation du réseau moyen. La courbe de charge du consommateur final et le tarif dynamique d'utilisation du réseau lié doivent être mis à disposition des consommateurs finaux sous une forme appropriée afin de leur permettre de vérifier le montant de leur facture si nécessaire, Par exemple un portail clientèle ou un rapport automatique.

6.3 Archivage

- (1) Selon le Metering Code Suisse, le GRD doit conserver les données de mesure utiles à la facturation dans ses archives pendant cinq ans; si des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau sont appliqués, cette obligation s'étend aussi à ceux-ci. Le but de l'archivage doit être de permettre de vérifier a posteriori les montants facturés. Pour ce faire, il faut archiver les données de mesure des consommateurs finaux, les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau et l'attribution des consommateurs finaux aux tarifs en vigueur pour la période de facturation. Si une différenciation très détaillée selon la zone géographique est réalisée, cette exigence peut considérablement intensifier le besoin de données pour l'archivage.

7. Interface pour la transmission des tarifs du GRD aux systèmes des consommateurs finaux

* Certaines communes sont soumises à des limites maximales qui ne peuvent pas encore être intégrées ici. Dans le tableau, «m» représente le mois et «t» les différents intervalles de temps possibles (y=year/année,



m=month/mois, w=week/semaine, d=day/jour, 12h=12 heures, 6h=6 heures, 4h=4 heures, 2 h=2 heures, h=1 heure, 30min=30 minutes et 15min=15 minutes).

7.1. Introduction

- (1) Aujourd'hui, les tarifs sont principalement publiés au format PDF sur le site Internet des entreprises. Tout client intéressé peut ainsi consulter les informations s'il en a besoin. Les tarifs d'utilisation dynamiques du réseau s'adressent principalement aux clients équipés de systèmes de gestion de l'énergie (*energy management system* ou EMS) qui optimisent automatiquement la consommation d'énergie. Il conviendrait donc de publier les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau de sorte qu'ils puissent être consultés aussi facilement que possible par les EMS. Ce chapitre décrit plusieurs normes de transmission des tarifs devant être respectées par les GRD pour limiter le plus possible le travail des EMS et donc améliorer la probabilité de mise en œuvre, qui est dans l'intérêt des GRD. Le chapitre **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** présente la norme technique pour l'interface, puis les chapitres **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** à **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** expliquent la standardisation des contenus transmis via l'interface et de leurs formats. Le chapitre **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** s'intéresse à un registre suisse dans lequel des métainformations essentielles sur la publication des tarifs devraient être rendues publiques afin d'être automatiquement intégrées par les EMS. Le chapitre **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**⁷ contient des recommandations pour l'évaluation des tarifs dynamiques.

7.2. Interface API à titre de norme technique

- (1) La publication de prix dynamiques de l'électricité est déjà en place dans différents pays européens, ces données étant toutes transmises sans exception via une API REST (*representational state transfer application programming interface*). Même lors d'un sondage de Groupe E en 2022 auprès de dix fournisseurs de EMS en Suisse, l'API a été réclamée et aucune autre approche n'a été évoquée. D'un point de vue technique, la norme API est implantée à l'échelle internationale et n'a donc pas besoin d'être présentée davantage ici. Pour la mise en œuvre de l'API, il existe certaines possibilités d'organisation et l'administration fédérale a publié ses recommandations à ce sujet¹⁷. Celles-ci devraient être respectées lors de la mise en place d'API tarifaires.
- (2) Étant donné que la publication via une API fait partie des solutions techniques et que celles-ci ne fonctionnent pas toujours parfaitement, il conviendrait d'élaborer la marche à suivre en cas d'impossibilité de publier les tarifs. Afin de tirer au clair la gestion de ce type de situations, il faudrait indiquer dans les conditions tarifaires que, si les tarifs ne sont pas accessibles à l'heure annoncée du jour précédent, ce sont les derniers tarifs publiés pour une heure donnée ou d'autres tarifs de secours prédéfinis qui s'appliquent.

7.3. Standardisation des contenus transmis

- (1) À l'échelle internationale, on retrouve divers exemples de tarifs dynamiques de l'électricité pour les composantes énergétiques¹⁸, mais aucun pour la publication de tarifs d'utilisation du réseau. Lors de la publication des composantes tarifaires facturées par le GRD, il faut se demander lesquelles doivent être publiées.

¹⁷ <https://github.com/swiss/api-guidelines>

¹⁸ <https://energy.tado.com/services/api> ; <https://developer.octopus.energy/rest/guides>



- (2) **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** présente les composantes tarifaires les plus couramment utilisées en Suisse dans la facturation du soutirage d'électricité. Ce manuel décrit la standardisation pour toutes les composantes tarifaires facturées par les GRD. Les déclarations de ce document au sujet des composantes tarifaires facturées par les fournisseurs d'énergie n'ont qu'une visée de recommandation pour la poursuite de la standardisation. Un EMS doit être capable de lire ces deux composantes (facturées respectivement par le GRD et par le fournisseur d'énergie) à partir de deux adresses distinctes. Un tarif intégré, regroupé en un seul et unique emplacement, ne sera possible que dans le cadre de l'approvisionnement de base.

Composante tarifaire	Groupe	Entité émettant la facture	Variabilité	Unité
Tarif de travail	Coûts énergétiques	Fournisseur d'énergie	Horaire	CHF/kWh
Tarif de base	Coûts énergétiques	Fournisseur d'énergie	Aucune	CHF/t
Tarif de travail	Rétribution de re-prise	Fournisseur d'énergie	Horaire	CHF/kWh
Tarif de mesure	Coûts de mesure	GRD	Aucune	CHF/t
Tarif de base	Coûts du réseau	GRD	Aucune	CHF/t
Tarif de travail	Coûts du réseau	GRD	Horaire / géographique	CHF/kWh
Tarif de puissance	Coûts du réseau	GRD	Horaire / géographique	CHF/kWh/t
Tarif de puissance réactive	Coûts du réseau	GRD	Horaire / géographique	CHF/kVarh
Remboursement	Coûts du réseau	GRD	Aucune	CHF/kWh
SDL généraux	Coûts du réseau	GRD (Swissgrid)	Aucune	CHF/kWh
Réserve d'électricité	Taxes suisses	GRD (Swissgrid)	Aucune	CHF/kWh
Coûts solidaires du réseau de transport	Taxes suisses	GRD (Swissgrid)	Aucune	CHF/kWh
Supplément réseau selon l'art. 35 LEn	Taxes suisses	GRD (OFEN)	Aucune	CHF/kWh
Taxes cantonales	Taxes locales	GRD (canton)	Géographique	CHF/kWh
Taxes communales	Taxes locales	GRD (commune)	Géographique	CHF/kWh ¹⁹

Tableau 2 Composantes tarifaires prises en compte dans la facturation pour le soutirage d'électricité

- (3) Si la zone de desserte du gestionnaire de réseau de distribution recouvre plusieurs communes appliquant des taxes cantonales et communales (groupe «taxes locales») différentes, la charge de travail peut être réduite en ne publiant que la partie liée à l'utilisation du réseau sans «taxes locales». Dans ce cas, l'EMS peut certes lire automatiquement les composantes dynamiques du tarif, mais il devra lui-même ajouter les taxes locales afin d'évaluer la situation dans son ensemble. L'objectif de la standardisation décrite devrait être de permettre un calcul du coût total du soutirage d'électricité: la publication occasionnelle sans mention de taxes ne devrait donc rester qu'une solution intermédiaire.
- (4) **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** présente des types de tarif standard à utiliser pour la publication. Ceux-ci ne reflètent pas directement les composantes tarifaires du tableau 1, mais reposent sur une synthèse de certaines d'entre elles, axée sur l'utilisateur.

¹⁹ Certaines communes connaissent des plafonds qui ne peuvent pas encore être représentés ici. Dans le tableau, «m» représente le mois et «t» les différents intervalles de temps possibles (y=year/année, m=month/mois, w=week/semaine, d=day/jour, 12h=12 heures, 6h=6 heures, 4h=4 heures, 2 h=2 heures, h=1 heure, 30min=30 minutes et 15min=15 minutes).



- (5) Si, outre les types de tarifs définis dans le tableau 3, d'autres types de tarifs propres sont définis et publiés, ceux-ci ne sont considérés comme conformes aux définitions du présent manuel que si les informations tarifaires ainsi publiées peuvent être considérées comme redondantes.
- (6) Dans la mesure du possible, il est recommandé de créer et de publier les types de tarifs «dso_complete» et «integrated_complete». Cela permet aux EMS de procéder à une optimisation et à une simulation tarifaire complètes sur la base d'une source unique. Si cela n'est pas possible (p. ex. en cas de redevance de concession plafonnée ou proportionnelle), il convient de créer et de fournir les types «dso» et «integrated».
- (7) Tous les tarifs transmis doivent être publiés hors TVA.

Type de tarif	Description	Unité
electricity	Fourniture d'électricité	CHF/kWh; CHF/t
grid	Utilisation du réseau (réseaux de distribution et de transport)	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
metering	Tarif de mesure	CHF/t
national_fees	Taxes et suppléments conformément au tableau 2	CHF/kWh
regional_fees	Taxes communales et/ou cantonales	CHF/kWh; CHF/t
dso	= grid + metering + national_fees	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
dso_complete	= grid + metering + national_fees + regional_fees	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
integrated	= dso + electricity	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
integrated_complete	= dso_complete + electricity	CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t; CHF/kVarh
feed_in	Soutirage/injection d'électricité; les valeurs positives correspondent à une rétribution versée au client	CHF/kWh
refund	Remboursement de l'utilisation du réseau pour les installations de stockage avec consommation finale	CHF/kWh

Tableau 3 Standards pour les types de tarifs publiés

Composantes tarifaires	Description	Unité
tariff_name	Désignation du tarif	-
standard_basegroup	Tarif d'utilisation du réseau standard pour le groupe de clients de base (art. 18 OApEI)	true/false
base	Prix de base fixe	CHF/t
energy	Prix du travail	CHF/kWh
power	Prix puissance	CHF/kWh/t



reactive_energy	Tarif de l'énergie réactive	CHF/kVarh
canton_taxes	Taxes cantonales	true/false
canton_name	Abréviation du canton (deux lettres)	GR, TI, VD, BE, etc.
municipality_taxes	Redevances à la commune	true/false
municipality_number	Numéro de commune	Code OFS (n° d'historisation)
municipality_name	Nom de la commune	Texte

Tableau 4 Standards pour les composantes tarifaires publiées

Définitions	Description	Unité
publication_timestamp	Date de publication du tarif	ISO 8601 Timestamp: YYYY-MM-DDTHH:mm:ss +HH:mm
prices	Section des éléments tarifaires	-
start_timestamp	Début de la validité	ISO 8601 Timestamp: YYYY-MM-DDTHH:mm:ss +HH:mm
end_timestamp	Fin de la validité	ISO 8601 Timestamp: YYYY-MM-DDTHH:mm:ss +HH:mm
value		float
unit		[CHF/kWh; CHF/kW/t; CHF/t CHF/kVarh]

Tableau 5 Standards relatifs aux données temporelles et tarifaires

- (8) En général, les EMS consultent les types de tarif «dso» pour les composantes tarifaires du gestionnaire de réseau de distribution et «electricity» pour celles de la fourniture d'énergie. Ils fusionnent ensuite les deux composantes tarifaires de manière autonome. Si, par exemple, le fournisseur d'énergie change, seule la requête du signal tarifaire correspondant peut être adaptée. Les fournisseurs d'énergie qui facturent aussi bien le réseau que la fourniture d'énergie à un client (p. ex. dans le cadre de l'approvisionnement de base) peuvent proposer un type de tarif supplémentaire appelé «integrated».

7.4. Recommandations de mise en œuvre – OpenAPI

- (1) Pour se conformer aux spécifications du présent manuel, il est nécessaire de publier les tarifs dynamiques via une API. En ce qui concerne le contenu, le GRD est libre de procéder à la disposition du niveau de détail; la publication du type de tarif «grid» est toutefois obligatoire. Dans la mesure du possible, il est recommandé de créer et de publier les types de tarifs «dso_complete» et «integrated_complete». Cela permet aux EMS de procéder à une optimisation et à une simulation tarifaire complètes sur la base d'une source unique. Si cela n'est pas possible (p. ex. en cas de redevance de concession plafonnée ou proportionnelle), il convient de créer et de fournir les types «dso» et «integrated».
- (1) L'association SmartGridReady met gratuitement à disposition une spécification OpenAPI dans laquelle les définitions du présent manuel sont implémentées. L'utilisation de cette spécification OpenAPI garantit la conformité avec les spécifications de ce manuel. Son utilisation est donc expressément recommandée. La spécification OpenAPI est disponible sur:

<https://smartgridready.ch/fr/solutions/applications-2-2>



La spécification publiée par SmartGridready sert de modèle. Pour la mise en œuvre concrète, des adaptations et des ajouts spécifiques à chaque fournisseur de tarifs sont nécessaires, tels que les noms de tarifs, les types de tarifs, les URL vers l'API et le serveur OIDC.

- (2) En cas de divergences entre le présent manuel et la spécification OpenAPI, cette dernière fait toujours foi (*single source of truth*). La version 2.0 est la version en vigueur.

7.5. Formats standardisés pour les requêtes et réponses

- (1) Afin que les EMS puissent intégrer facilement les tarifs de tous les fournisseurs, il est essentiel qu'en plus du contenu, le format pour la requête de tarif de l'EMS et la réponse de l'API correspondent à un format standard.
- (2) Pour la réponse (API Query Response), le format standard est précisément défini dans la spécification OpenAPI. Voir aussi chapitre 7.4
- (3) En ce qui concerne la définition des horodatages, les règles suivantes s'appliquent: le `start_timestamp` des «prices» est inclusif, tandis que le `end_timestamp` est exclusif. Lors de la requête suivante:

```
https://tariffs.example.org/tariffs?start_timestamp=2025-06-23T00:00:00+02:00&end_timestamp=2025-06-24T00:00:00+02:00
```

on obtient toujours exactement 96 valeurs:

```
"prices": [
```

```
  { "start_timestamp": "2025-06-23T00:00:00+02:00", "end_timestamp": "2025-06-23T00:15:00+02:00" },
```

```
  ...,
```

```
  { "start_timestamp": "2025-06-23T23:45:00+02:00", "end_timestamp": "2025-06-24T00:00:00+02:00" }
```

- (4) Pour la requête des tarifs, il existe deux approches distinctes, toutes deux pertinentes et donc décrites dans le présent document.

7.5.1. Dynamic Public – approche avec selection explicite du tarif par le client final

- (1) Dynamic Public désigne une référence publique aux tarifs dynamiques. Une URL statique permet de consulter la liste des tarifs dynamiques à l'aide des paramètres de requête définis, comme indiqué au point (4).
- (2) Cette variante est destinée aux cas où le client final sélectionne manuellement l'attribution et, par conséquent, son tarif dynamique. Les tarifs sont ainsi en principe publics et disponibles sans processus préalable d'enregistrement et d'autorisation. Le fournisseur d'énergie ou le gestionnaire de réseau publie une API de prix, et les prestataires tiers, les portails de comparaison, les systèmes de facturation ou les systèmes HEMS/EMS peuvent consulter directement les séries chronologiques de prix.



- (3) La responsabilité de l'attribution correcte incombe au client final. Le client doit choisir le tarif qu'il souhaite auprès du GRD et l'enregistrer dans l'EMS: sinon, le décompte du GRD ne correspondra pas aux optimisations de l'EMS.
- (4) Pour la requête (API Query) de tarif en accès libre, le format standard est constitué de la manière suivante:

base_url ? **tariff_type=w** & **tariff_name=x** & **start_timestamp=y** & **end_timestamp=z**

Tous les éléments après **base_url** sont facultatifs; les éléments en gras et en vert sont adaptés en fonction de la requête, tandis que les parties en noir de la requête restent toujours identiques. (Pour aérer la présentation, des espaces ont été ajoutées, mais ne doivent pas figurer dans la requête).

- **base-url**: calculée et fixée par le GRD, disponible dans le registre national.
 - **w** (**tariff_type**): un type de tarif du tableau 3. Faute d'indication, tous les types de tarif sont pris en compte.
 - **x** (**tariff_name**): texte libre (p. ex. «vario»): faute d'indication, le tarif standard pour le groupe de clients de base est pris en compte.
 - **y** (**start_timestamp**): début de l'intervalle de temps au format temporel ISO. Faute d'indication, le début de la journée est pris en compte.
 - **z** (**end_timestamp**): fin de l'intervalle de temps au format temporel ISO. Faute d'indication, la fin de la journée est prise en compte.
- (5) Remarque: la requête peut être formulée en heure locale, en UTC ou sur tout autre fuseau horaire.
 - (6) Exemple d'un tarif vario_grid du Groupe E publié via DynamicPublic: https://api.tariffs.groupe-e.ch/v1/tariffs?tariff_type=dso&tariff_name=vario_grid&start_timestamp=2023-09-06T00:00:00+02:00&end_timestamp=2023-09-07T00:00:00+02:00

7.5.2. Dynamic Individual – approche reposant sur des tarifs personnalisés avec identifiant et authentification

- (1) Dynamic Individual désigne une API sécurisée et standardisée pour des tarifs dynamiques spécifiques au client. Des points de terminaison clairement définis doivent être mis à disposition sous une URL de base. Les fournisseurs de HEMS/EMS et de logiciels doivent intégrer cette API en respectant strictement les spécifications.
- (2) L'accès n'est pas directement public, mais soumis à une autorisation. Cela permet au HEMS/EMS de consulter des tarifs dynamiques spécifiques au client. Les fournisseurs de HEMS/EMS et de logiciels doivent au préalable demander un identifiant client (*Client*) et l'enregistrer dans leur système. Lors de l'établissement initial de la connexion par le client final, le HEMS/EMS exécute le flux de code d'autorisation (*authorization code flow*) avec le *client* reçu. Une connexion unique du client final est alors requise. Ensuite, le HEMS/EMS effectue un processus de couplage guidé (*EMS linking*) à l'aide d'un identifiant d'instance unique (*ems_instance_id*). Au cours de ce dernier, le client final sélectionne le contrat ou le site de consommation (s'il y en a plusieurs) auquel le HEMS/EMS est rattaché.
- (3) Cette variante est idéale pour les tarifs dont la logique tarifaire concrète dépend du client, du contrat, de l'emplacement, du point de mesure ou du produit.



- (4) Grâce à l'authentification, l'EMS obtient du fournisseur de tarifs l'autorisation de consulter le tarif choisi par le client. Grâce à cette consultation sécurisée au cours d'une session autorisée, l'EMS reçoit toujours exactement le tarif qui sera facturé. Cela est particulièrement avantageux en cas de changement de tarif ou de tarifs différenciés localement.
- (5) La procédure d'authentification utilisée est OpenID Connect Core 1.0 (OIDC) via OAuth 2.0 (RFC 6749, octobre 2012) avec l'*authorization code flow*. La mise en œuvre est régie par les spécifications OAuth 2.0 et OIDC publiées (<https://openid.net/>). Il est important que l'EMS puisse accéder au point de terminaison indépendamment d'une session active (c'est-à-dire que, dans le cas d'OIDC, le périmètre `offline_access [scope]` soit demandé afin d'obtenir des jetons de renouvellement [*refresh tokens*] à longue durée de vie).
- (6) La connexion s'effectue via une redirection vers la page de connexion du portail client (*identity provider*) ou vers une page web du fournisseur d'électricité spécialement configurée à cet effet. Une fois que le client s'est connecté (ce qui nécessite une possibilité de saisie sur l'appareil ou via une interface web de celui-ci), l'EMS reçoit un code d'autorisation. L'EMS échange ce code contre un jeton d'accès et un jeton de rafraîchissement pour l'accès hors ligne. Avant chaque nouvelle requête, l'EMS récupère, à l'aide du jeton de rafraîchissement, une nouvelle paire de jetons d'accès et de rafraîchissement. Il est recommandé d'émettre des jetons d'accès valables 30 minutes, ainsi que des jetons de rafraîchissement d'une durée de 2 ans (ou jusqu'au nombre maximal de rotations, ou jusqu'à ce qu'un jeton de rafraîchissement plus récent ait été utilisé).
- (7) La sélection du contrat/du site de consommation s'effectue également via une redirection vers un site internet correspondant (à condition qu'il soit possible de saisir des données sur l'appareil ou via une interface web de celui-ci). Cela n'entraîne donc aucune implication au niveau de l'interface utilisateur chez le fournisseur EMS.

Types de <i>client</i>	Proposition de mise en œuvre
Coud EMS/backend d'un partenaire	<i>Client</i> confidentiel par EMS avec <code>client_secret</code> , PKCE (facultatif) <code>redirect_uris</code> autorisées configurées de manière fixe dans l'Identity Provider.
EMS local, appli mobile d'un partenaire	<i>Public Client</i> par EMS avec PKCE (obligatoire) <code>redirect_uris</code> autorisées configurées de manière fixe dans l'Identity Provider.
Open source et développements propres	Par groupe via un <i>Public Client</i> avec PKCE (obligatoire) <code>redirect_uris</code> autorisées validées

Tableau 6 Lien – types de *Client*

- (8) Procédure proposée pour l'intégration du tarif avec authentification



Étape 0: préparation

Avant l'intégration technique, le fournisseur de tarifs enregistre le fournisseur EMS en tant que *Client*. Dans le cas des *Confidential Clients*, le fournisseur de tarifs met à la disposition du fournisseur EMS un *client_id* et le *client_secret* correspondant. Les *Public Clients* reçoivent exclusivement le *client_id* attribué et utilisent PKCE (*code_challenge*). De plus, le fournisseur de tarifs met à disposition les points de terminaison pertinents. Il s'agit notamment du chemin d'accès à la configuration *well-known*, des points de terminaison d'authentification et de jetons, ainsi que les points de terminaison pour l'EMS Linking et la consultation des tarifs spécifiques au client. Conformément à la spécification du chapitre 7.4.

Le fournisseur EMS enregistre le *Client*, les points de terminaison mis à disposition ainsi que la logique de requête dans son propre système.

Étape 1: requête d'authentification de l'utilisateur (*OIDS Auth Request*)

L'EMS redirige l'utilisateur vers le point de terminaison d'autorisation pour la connexion:

- Parameter: *client_id*, *response_type=code*, *scope=openid offline_access*, *redirect_uri* (doit figurer parmi les valeurs autorisées pour le *Client*), *code_challenge* (obligatoire pour les *public client*, optionnel pour les *confidential clients*), *code_challenge_method=S256*

Étape 2: rappel avec code d'autorisation (*callback*)

Une fois l'authentification du client réussie, le rappel est effectué vers la *redirect_uri* spécifiée. Le code d'autorisation est ensuite transmis à l'EMS.

Étape 3 et 4: demande de jeton et réponse (*OIDS Token Request*)

L'EMS échange le code d'autorisation au point de terminaison des jetons contre un jeton d'accès et un jeton de rafraîchissement. Les *Confidential Clients* s'authentifient en outre via une authentification *HTTP Basic Auth* dans l'en-tête.

- Payload (URL-encoded): *grant_type=authorization_code*, *code={code}*, *redirect_uri* (doit figurer parmi les valeurs autorisées pour le *Client*), *client_id* (uniquement pour les *public client*), *code_verifier={verifier}* (obligatoire pour les *public client*, optionnel pour les *confidential clients*)
- Paramètres du *Header* (pour les *confidential clients*): *Authorization: Basic base64(client_id:client_secret)*
- Réponse: L'EMS reçoit un JSON avec *access_token* et *refresh_token*.

Étapes 5 et 6: vérification du statut de liaison (*EMS Linking Process*)

Avant de pouvoir charger les tarifs, il convient de vérifier si l'appareil est déjà associé à un site de consommation du client.

Pour ce faire, l'EMS interroge le statut de liaison à l'aide de l'*ems_instance_id* et la *redirect_uri*. Un exemple de requête peut se présenter ainsi:

```
curl -X GET "https://api.tariffs.xyz.ch/v2/emsLink?ems_instance_id=EMS_ID_123&redirect_uri=https://ems-app.ch/callback" \
```



-H "Authorization: Bearer \${ACCESS_TOKEN}"

Réponse link_required: si l'appareil n'est pas encore lié, l'API renvoie le statut «link_required» accompagné d'une linking_process_redirect_uri. L'EMS doit alors rediriger le client vers cette URL dans le navigateur. C'est là que le client sélectionne visuellement son site de consommation/point de mesure sur le portail. Une fois l'association effectuée, le portail redirige l'utilisateur vers la redirect_uri spécifiée de l'EMS lors de l'appel du point de terminaison /emsLinkStatus.

- Réponse «link_established»: si le statut est «link_established», l'appareil est couplé au point de mesure via l'ems_instance_id spécifiée. L'EMS n'a pas à gérer les identifiants de point de mesure (Metering Code) ni à les transmettre.

Étape 7: actualisation du jeton (en cas d'expiration)

L'EMS envoie le jeton d'accès tant que celui-ci est valide. Si ce dernier a expiré ou est sur le point d'expirer, l'EMS obtient un nouveau jeton à l'aide du jeton de renouvellement. Les *Confidential Clients* s'authentifient en outre via une authentification *HTTP Basic Auth* dans l'en-tête.

- (9) Payload (URL-encoded): grant_type=refresh_token, refresh_token={refresh_token}, client_id (uniquement pour les public clients) iParameter in Header (pour les confidential clients): Authorization: Basic base64 (client_id:client_secret) iAbrufen (consultations) du tarif spécifique au client i. Si un jeton d'accès valide est disponible et si l'EMS est correctement associé au site de consommation (link_established), l'EMS peut récupérer le tarif spécifique au client via le point de terminaison sécurisé prévu à cet effet. L'association est résolue en arrière-plan via l'ems_instance_id et le jeton. Un exemple de requête peut se présenter ainsi:

```
curl -X GET "https://api.tariffs.xyz.ch/v2/customerTariffs?ems_instance_id= EMS_ID_123&tariff_type=w&start_timestamp=y&end_timestamp=z " \
```

-H "Authorization: Bearer \${ACCESS_TOKEN}" \

-H "Accept: application/json"

Les paramètres facultatifs tariff_type, start_timestamp et end_timestamp permettent de configurer la réponse tarifaire, comme décrite au chapitre 7.5.1. Réponse tarifaire (exemple conforme à la norme OpenAPI pour les séries chronologiques): l'API renvoie tous les tarifs valables pour ce client, structurés sous forme de points de données, comme indiqué au chapitre 7.5.

- (10) L'EMS enregistre l'identifiant unique ems_instance_id (il est recommandé d'utiliser le numéro de série de l'EMS) et utilise le jeton de rafraîchissement pour la mise à jour automatique et récurrente en arrière-plan.

Suppression du lien (EMS unlinking)

Si un EMS est mis hors service ou remplacé, ou si le client déménage, il doit être possible de supprimer le lien entre l'ems_instance_id et le site de consommation ou le point de mesure. À cette fin, le fournisseur de tarifs met à disposition une méthode de suppression supplémentaire sous le point de terminaison /emsLink. La suppression s'effectue sur la base de l'ems_instance_id, par exemple avec la requête suivante:



```
curl -X DELETE "https://api.tariffs.xyz.ch/v2/emsLink?ems_instance_id=EMS_ID_123" \
-H "Authorization: Bearer ${ACCESS_TOKEN}"
```

(11) Les réponses possibles sont les suivantes:

- {"unlink_status": "link_removed"} avec statut HTTP 200
Le lien entre l'ems_instance_id et le site de consommation a été supprimé avec succès. Les requêtes suivantes sur /customerTariffs avec cet ems_instance_id renvoient un statut HTTP 403, tandis que le point de terminaison /emsLinkStatus renvoie à nouveau le statut «link_required».
- {"error": "link_not_found"} avec statut HTTP 404
Il n'existe aucun lien actif pour l'ems_instance_id indiqué. L'EMS peut nettoyer son état local en conséquence.

7.6. Registre pour les tarifs avec API

- (1) Pour que les EMS puissent automatiquement montrer les tarifs possibles au client et les utiliser, ces EMS doivent connaître les tarifs qui s'offrent au client. En Suisse, au vu du grand nombre de GRD, un registre national des tarifs disponibles via des API donne une valeur ajoutée considérable.
- (2) Un registre permet tant à la clientèle qu'aux EMS de trouver, via une plateforme centrale, tous les tarifs dynamiques d'utilisation du réseau disponibles. Par rapport à une publication sans registre central, cette solution est nettement plus conviviale pour la clientèle, ce qui renforce l'acceptation des modèles tarifaires dynamiques. Un registre central présente ainsi des avantages tant pour les consommateurs finaux que pour les gestionnaires de réseaux de distribution.
- (3) L'accès aux tarifs dynamiques est notamment possible via les services Linked Data (LINDAS) de la Confédération suisse (<https://lindas.admin.ch/?lang=fr>). C'est par le biais de ce registre que l'EiCom publie les liens vers les publications tarifaires lisibles par machine de tous les gestionnaires de réseau de distribution. La publication des tarifs sous un format lisible par machine est obligatoire pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution. Les fichiers des gestionnaires de réseau de distribution mis en relation via LINDAS contiennent également les informations relatives aux tarifs dynamiques, si de tels tarifs existent, y compris les références aux adresses RestAPI correspondantes.
- (4) L'association SmartGridready a mis en place un registre dédié aux tarifs dynamiques. Il est accessible à l'adresse «<https://smartgridready.ch/fr/solutions/applications-2-2>». Afin de garantir une utilisation optimale des informations consignées dans le registre par des systèmes automatiques comme les EMS, les données saisies de façon centralisée (p. ex. l'adresse API REST des tarifs, le type d'authentification appliquée) ont été structurées en étroite collaboration avec les fournisseurs d'EMS. La publication d'un tarif dynamique dans le registre de SmartGridready est gratuite et s'effectue facilement. Cette publication est expressément recommandée afin de disposer, en un seul et même endroit, d'une vue d'ensemble aussi complète et claire que possible des tarifs dynamiques.
- (5) En cas d'adaptation des adresses ou du format de leurs tarifs, les EMS doivent aussi mettre à jour en conséquence les informations dans le registre.

7.7. Vérification des tarifs dynamiques

- (1) Il est possible de faire vérifier la conformité de la publication du tarif dynamique aux normes du secteur, conformément aux définitions figurant dans le présent manuel.



- (2) L'association SmartGridready propose cette vérification indépendante. Les tarifs vérifiés se voient ensuite attribuer le label «SmartGridready» et sont identifiés en conséquence dans le registre. Une indemnité de frais est facturée pour la vérification effectuée par l'association SmartGridready.
- (3) L'avantage de cette vérification pour le gestionnaire de réseau de distribution réside dans le contrôle qualité assuré par un organisme indépendant. L'avantage pour l'EMS est que les tarifs vérifiés peuvent être lus sans autre adaptation individuelle. Du point de vue de la clientèle, un tarif vérifié constitue un avantage, car cette vérification garantit son bon fonctionnement.

Annexes 1 à 3: voir fichiers séparés

