



Rapport succinct d'avril 2025

Scénarios de prix pour les rétributions uniques et les contributions d'investissement

(art. 29 et 71a LEne; art. 46p, 63, 83, 87m et 87z^{ter} OEneR)

Processus de calcul 2024 pour les années 2025 et suivantes

Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Mandataire:

AFRY Management Consulting AG
Herostrasse 12
CH-8048 Zürich
www.afry.com

Auteurs:

Dr. Patrick Gasser, AFRY Management Consulting AG, patrick.gasser@afry.com
Nicolas Neff, AFRY Management Consulting AG, nicolas.neff@afry.com

Responsable de projet de l'OFEN: Beat Goldstein, beat.goldstein@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN: SI/300301-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Office fédéral de l'énergie OFEN

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Adresse postale: Office fédéral de l'énergie OFEN, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch



SCÉNARIOS DE PRIX POUR LES RÉTRIBUTIONS UNIQUES ET LES CONTRIBUTIONS D'INVESTISSE- MENT

Processus de calcul 2024

Rapport succinct d'avril 2025

SCÉNARIOS DE PRIX POUR RÉTRIBUTIONS UNIQUES
ET CONTRIBUTIONS D' INVESTISSEMENT



Personnes de contact

Nom	E-mail	Téléphone
<i>AFRY Management Consulting AG</i>		
Dr. Patrick Gasser	patrick.gasser@afry.com	+41 76 356 21 37
Nicolas Neff	nicolas.neff@afry.com	+41 76 825 64 17
<i>Office fédéral de l'énergie</i>		
Beat Goldstein	beat.goldstein@bfe.admin.ch	+41 58 465 34 36
Leo-Philipp Heiniger	leo.heiniger@bfe.admin.ch	+41 58 465 84 27

Copyright © 2025 AFRY Management Consulting AG

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of AFRY Management Consulting AG ("AFRY").

Important

This document contains confidential and commercially sensitive information. Should any requests for disclosure of information contained in this document be received, we request that we be notified in writing of the details of such request and that we be consulted and our comments taken into account before any action is taken.

Disclaimer

While AFRY considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skill and judgement when making use of it. AFRY does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. AFRY will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

The report contains projections that are based on assumptions that are subject to uncertainties and contingencies. Because of the subjective judgements and inherent uncertainties of projections, and because events frequently do not occur as expected, there can be no assurance that the projections contained herein will be realised and actual results may be different from projected results. Hence the projections supplied are not to be regarded as firm predictions of the future, but rather as illustrations of what might happen. Parties are advised to base their actions on an awareness of the range of such projections, and to note that the range necessarily broadens in the latter years of the projections.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE	1
2. MODÉLISATION	1
2.1 Parc des centrales	1
2.2 Consommation d'électricité	2
2.3 Capacités et marchés	3
2.4 Prix des matières premières	3
3. RÉSULTATS	5

1. CONTEXTE

La révision de la loi sur l'énergie (LEne) instaure au 1er octobre 2022 des rétributions uniques pour les grandes installations photovoltaïques (Art. 71a). Les recettes futures de ces installations constituent un élément central pour le calcul de ces contributions. C'est pourquoi l'OFEN met à disposition un scénario de prix, conformément à l'art. 46p de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR). De plus, les scénarios de prix peuvent être utilisés lors de l'examen des contributions d'investissement des installations hydroélectriques, biomasses, éoliennes et géothermiques (art. 29 LEne et art. 63, 83, 87m et 87z^{ter} OEneR).

Le présent rapport succinct explique la méthode permettant de générer de tels scénarios de prix et énonce les résultats du processus de calcul effectué en décembre 2024.

2. MODÉLISATION

Les scénarios de prix ont été générés à l'aide du modèle de marché de l'électricité BID3 de la société AFRY (ÅF Pöyry)¹. Par souci de simplification, il a été admis que la totalité de l'électricité est vendue sur le marché spot. Celui-ci est représenté par un modèle fondamental qui reproduit l'offre et la demande d'électricité sur les différents marchés européens, qu'il compare les uns aux autres tout en minimisant les coûts globaux. Cela englobe en particulier la modélisation du parc des centrales, de la consommation de courant, des flux transfrontaliers, des mécanismes de marché et des prix des matières premières. Les sources des hypothèses initiales servant de base à la modélisation ont été définies par le groupe d'accompagnement de l'OFEN; elles se fondent sur des études externes et des données du marché relatives aux prix des combustibles et du CO₂ (cf. point 2.4 Prix des matières premières), ainsi que sur les perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN (cf. point 2.1 Parc des centrales). Les autres hypothèses reposent sur les estimations des expert·e·s du marché de la société AFRY; elles ont fait l'objet de discussions avec le groupe d'accompagnement de l'OFEN et ont été adoptées dans le cadre de la modélisation.

2.1 Parc des centrales

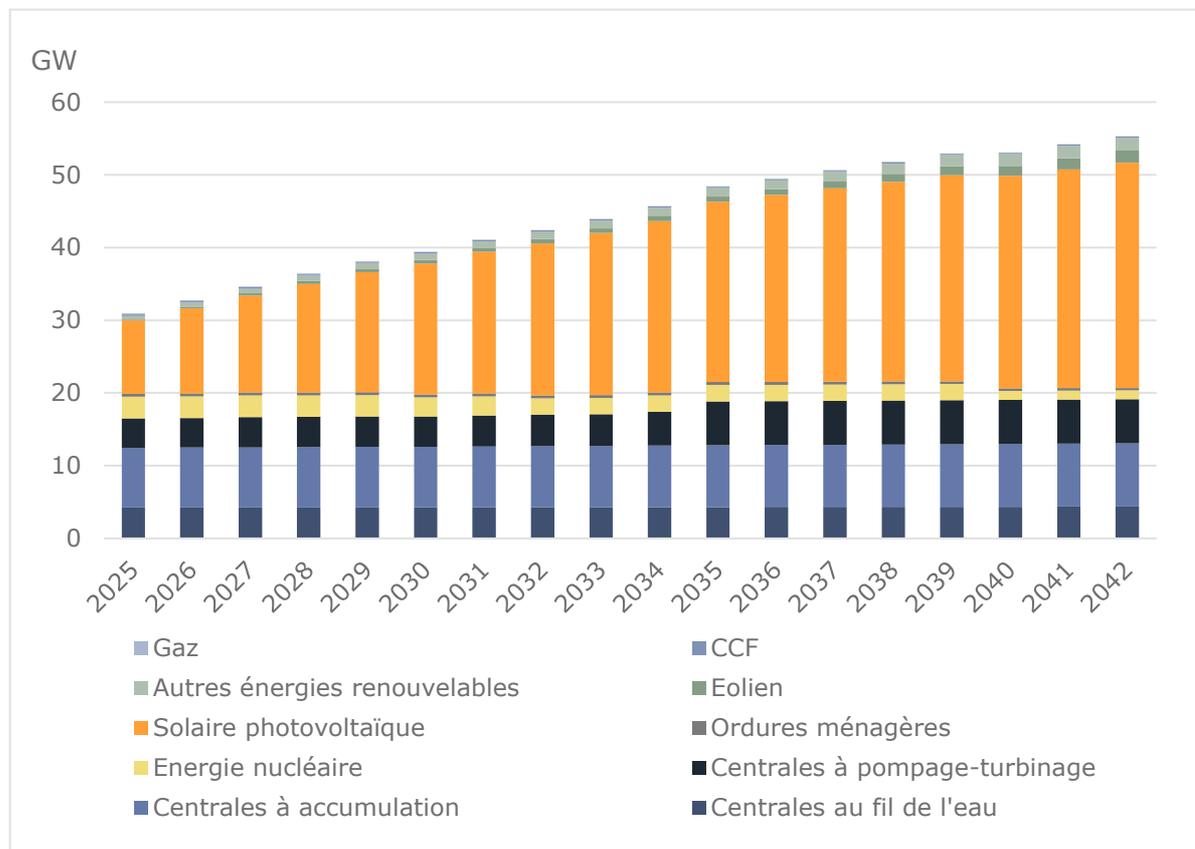
Les hypothèses relatives au développement du parc des centrales en Europe reposent sur les scénarios officiels de l'UE et de ses Etats membres, ainsi que sur l'estimation des expert·e·s des pays concernés auprès de la société AFRY. Dans ce contexte, le développement et le démantèlement de centrales nucléaires et de la production d'électricité renouvelable sont fixés de manière exogène. Le développement des centrales thermiques à combustibles fossiles est endogène dans le modèle, pour autant que leur exploitation soit rentable. Pour

¹ cf. <https://afry.com/en/service/bid3-afrys-power-market-modelling-suite> pour en savoir plus sur le modèle BID3 et <https://afry.com/en/service/afry-independent-market-reports> pour des rapports du marché spécifiques.

la Suisse, les hypothèses s'alignent sur le scénario «ZÉRO base» des Perspectives énergétiques 2050+². La Figure 1 présente les hypothèses relatives au développement du parc des centrales suisse. Les changements les plus importants par rapport au présent sont la forte croissance du photovoltaïque, la sortie progressive du nucléaire et les élargissements des centrales à pompage-turbinage.

Le modèle prend en compte les caractéristiques techniques de chaque technologie, et en particulier les possibilités d'utilisation flexible des centrales à accumulation (pompage-turbinage).

Figure 1: Hypothèses relatives au développement du parc des centrales suisse



2.2 Consommation d'électricité

L'évolution du besoin en électricité à l'étranger repose sur le modèle de demande d'électricité de la société AFRY et sur les hypothèses correspondantes. Le modèle utilise les hypothèses de croissance du PIB de Bloomberg et tient compte des répercussions de l'efficacité énergétique et du transfert du besoin énergétique dans les domaines de la chaleur et de la mobilité vers le secteur

² cf. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html> pour en savoir plus sur les Perspectives énergétiques 2050+.

électrique. Pour la Suisse, le besoin en électricité est pris du scénario «ZÉRO base» des Perspectives énergétiques 2050+. Pour l'année 2035, la consommation du pays est de 67,4 TWh. Ceci correspond à une baisse de la consommation d'électricité de 12 % par personne par rapport à l'année 2000.

2.3 Capacités et marchés

Les capacités transfrontalières entre les différents marchés, ainsi que leur évolution à court terme selon ENTSO-E, sont également représentées dans le modèle. Le développement de capacités transfrontalières supplémentaires est endogène, pour autant que les différences de prix entre les marchés permettent de couvrir les coûts d'investissement.

Outre le marché spot, le modèle tient également compte des mécanismes de capacité, là où ceux-ci ont déjà été introduits ou le seront prochainement. Dans les heures où la demande est forte et l'offre limitée, le comportement des soumissionnaires sur le marché spot est simulé par une majoration du prix, qui permet de générer les recettes nécessaires pour couvrir à long terme non seulement les coûts variables, mais aussi les coûts fixes des centrales.

2.4 Prix des matières premières

Outre les paramètres d'entrée décrits ci-dessus, les prix des combustibles fossiles et des droits d'émission de CO₂ jouent également un rôle essentiel, car dans la plupart des heures, la centrale qui détermine le prix est une centrale à cycles combinés alimentée au gaz. Les analyses de sensibilité d'AFRY indiquent que ce sont les modifications du prix du gaz qui influencent le plus le prix de l'électricité. Les prix du CO₂, quant à eux, constituent le deuxième facteur le plus important. C'est la raison pour laquelle trois scénarios ont été calculés, chacun d'eux s'appuyant sur des hypothèses différentes quant aux prix des combustibles fossiles et des droits d'émission de CO₂.

Le **scénario «Prix AIE-NZE»** se fonde sur les modèles de calcul de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et prend comme point de départ les prix des matières premières selon le scénario «Net Zero Emissions (NZE) by 2050» du World Energy Outlook 2024 de l'AIE.

Le **scénario «Marché à terme»** fait appel aux prix actuels des matières premières sur le marché à terme, prix qui s'inscrivent dans une perspective de cinq ans environ. Pour la période ultérieure, le dernier prix négocié sur un marché liquide est pris en compte. Dans le cas présent, les calculs ont été effectués sur la base des valeurs moyennes des prix à terme concernés entre le 1^{er} et le 14 novembre 2024.

Le **scénario «Prix moyen»**, conçu comme une combinaison des deux autres scénarios, sert de base au calcul des rétributions uniques. Il admet un passage progressif des prix des matières premières selon le scénario «Marché à terme» dans un futur proche vers la moyenne des prix selon les scénarios «Marché à terme» et «Prix AIE-NZE» sur le long terme. Les figures 2 et 3 présentent les hypothèses de prix pour le gaz et le CO₂ dans les trois scénarios.

Figure 2: Prix effectifs du gaz dans le passé (moyenne TTF et THE) ainsi que les hypothèses pour la modélisation

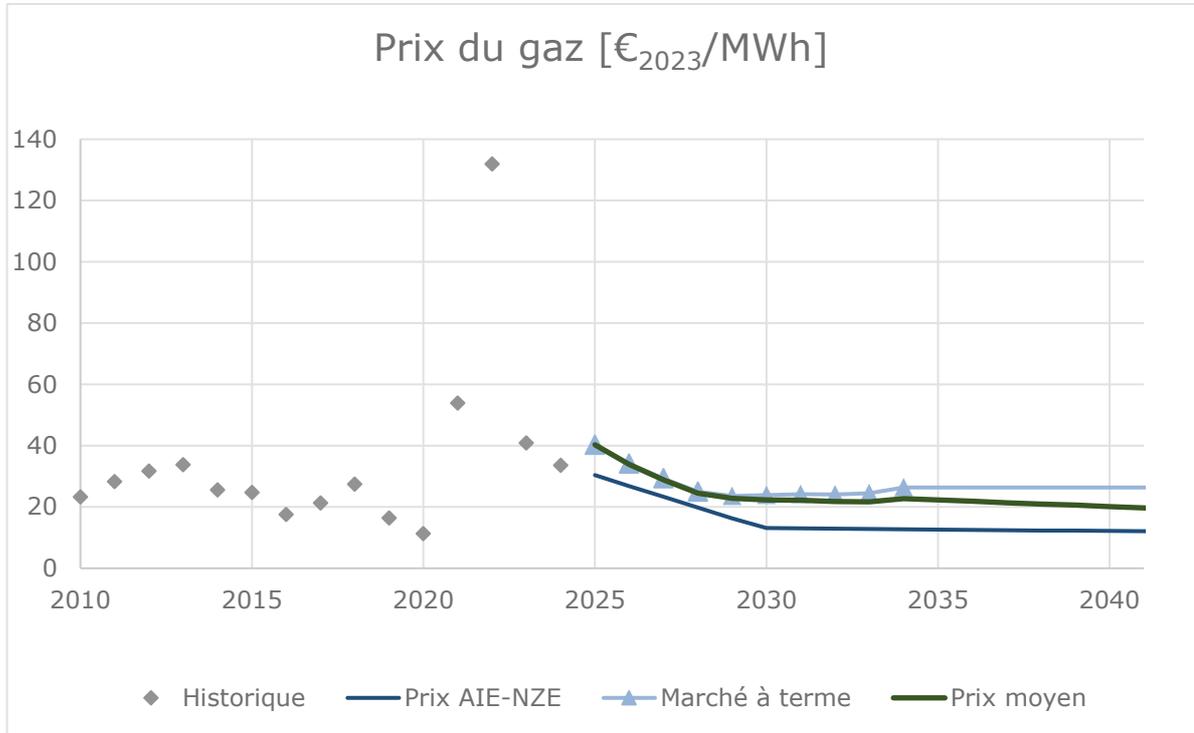
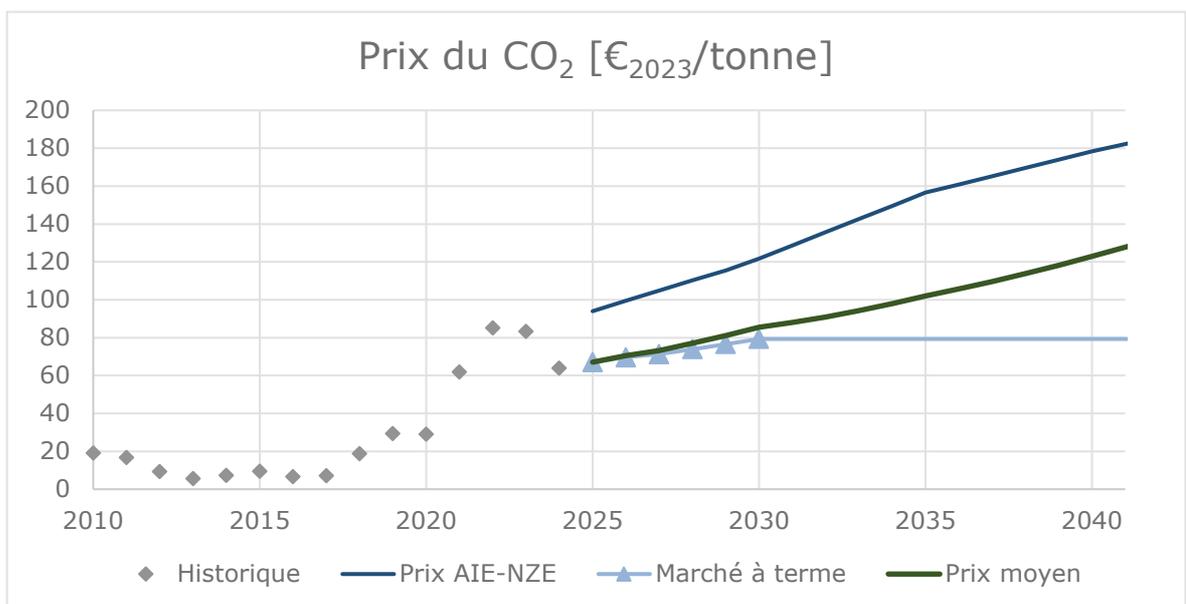


Figure 3: Prix effectifs du CO₂ dans le passé et hypothèses pour la modélisation



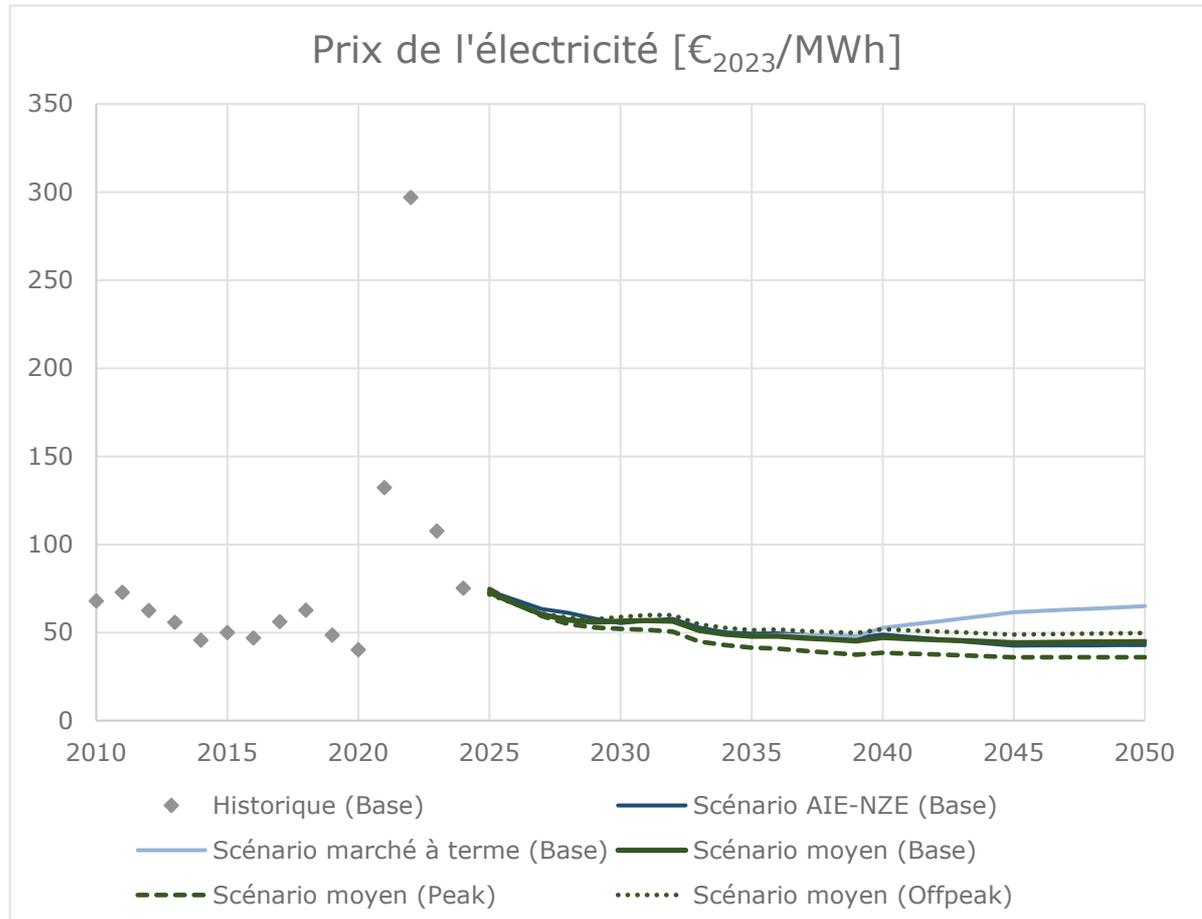
3. RÉSULTATS

Les résultats du modèle de calcul ont été utilisés jusqu'à l'année 2050. Par souci de simplification, on part du principe que les conditions restent identiques au cours des années suivantes.

La figure suivante présente les prix de l'électricité obtenus pour les trois scénarios. Le scénario «Prix moyen» est celui qui est pertinent pour les rétributions uniques et les contributions d'investissement; il reproduit à court terme la baisse des prix actuellement observable sur le marché à terme et se stabilise entre 45 et 55 €/MWh à partir des années 2030. Les prix de pointe et hors pointe convergent dans les prochaines années. A cause de l'expansion considérable du photovoltaïque les prix de pointe sont inférieurs aux prix hors pointe à partir de l'année 2027.

Le passage des prix observés sur le marché à terme vers les prix AIE-NZE fondamentaux pour les combustibles étant défini de façon artificielle, le scénario «Prix moyen» doit être considéré comme un instrument destiné à déterminer les rétributions uniques et non comme une estimation, voire une prévision, d'une future évolution des prix de l'électricité.

Figure 4: Prix moyens annuels de l'électricité sur le marché de gros suisse



Pour le calcul de rentabilité des installations, les résultats du modèle fondamental sont combinés avec les prix de l'électricité observés sur le marché à terme. Pour les années 2026 à 2029, le prix du marché «EEX German Power Futures» pondéré en fonction des volumes sur la période de négoce du 1^{er} au 31 janvier 2025 est utilisé comme référence. (Pour simplifier, l'année 2025 est assimilée à l'année 2026). Les prix du marché à terme ont été corrigés aux prix réels avec l'année de référence 2025, en supposant un taux d'inflation de 1 %. Pour les années 2030 à 2033 une transition linéaire vers le prix modélisé du scénario moyen (Base) est effectuée. A partir de 2034 les prix modélisés du scénario moyen (Base) s'appliquent, corrigés de l'inflation depuis l'exécution du processus de calcul. Il s'agit donc de prix réels avec l'année de référence 2025.

Le tableau ci-dessous présente le scénario de prix pour le calcul de rentabilité des projets de centrales électriques.

Tableau 1: Scénario de prix pour le calcul de rentabilité des projets de centrales électriques

<i>Année</i>	<i>Prix de l'électricité [€₂₀₂₅/MWh]</i>	<i>Année</i>	<i>Prix de l'électricité [€₂₀₂₅/MWh]</i>	<i>Année</i>	<i>Prix de l'électricité [€₂₀₂₅/MWh]</i>
2025	93.60	2034	50.11	2043	46.34
2026	92.68	2035	48.86	2044	45.74
2027	80.58	2036	48.92	2045	45.14
2028	71.85	2037	47.82	2046	45.27
2029	65.04	2038	47.03	2047	45.40
2030	62.06	2039	46.25	2048	45.53
2031	59.07	2040	48.14	2049	45.66
2032	56.08	2041	47.54	2050	45.79
2033	53.10	2042	46.94		

AFRY IS AN INTERNATIONAL ENGINEERING, DESIGN AND ADVISORY COMPANY.

We support our clients to progress in sustainability and digitalisation. We are 19'000 devoted experts within the fields of infrastructure, industry and energy, operating across the world to create sustainable solutions for future generations.

AFRY Management Consulting provides leading-edge consulting and advisory services covering the whole value chain in energy, forest and bio-based industries. Our energy practice is the leading provider of strategic, commercial, regulatory and policy advice to European energy markets. Our energy team of over 500 specialists offers unparalleled expertise in the rapidly changing energy markets across Europe, the Middle East, Asia, Australia, Africa and the Americas.



AFRY Management Consulting AG

Herostrasse 12
8048 Zurich
Switzerland

Tel: +41 44 355 55 55

<https://afry.com/en>

E-mail: patrick.gasser@afry.com
& nicolas.neff@afry.com



AFRY Management Consulting AG
Herostrasse 12
8048 Zurich, Switzerland