



Kurzbericht vom Juni 2024

Preisszenarien für Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge (Art. 29 und 71a EnG; Art. 46p, 63, 83, 87m und 87z^{ter} EnFV) Rechnungslauf 2023 für die Jahre 2024ff.

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

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

Autoren:

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

BFE-Projektbegleiter: Beat Goldstein, beat.goldstein@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/300301-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts
verantwortlich.**

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



PREISSZENARIEN FÜR EINMALVERGÜTUNGEN UND INVESTITIONSBEITRÄGE

Rechnungslauf 2023

Kurzbericht vom Juni 2024

PREISSZENARIEN EINMALVERGÜTUNGEN
UND INVESTITIONSBEITRÄGE



Kontaktdetails

Name	Email	Telefon
<i>AFRY Management Consulting AG</i>		
Patrick Gasser	patrick.gasser@afry.com	+41 76 356 21 37
Nicolas Neff	nicolas.neff@afry.com	+41 76 825 64 17
Matthias Laue	matthias.laue@afry.com	+41 76 825 87 97
<i>Bundesamt für Energie</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 © 2024 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.

INHALTSVERZEICHNIS

1.	AUSGANGSLAGE	1
2.	MODELLIERUNG	1
2.1	Kraftwerkspark	1
2.2	Stromverbrauch	2
2.3	Kapazitäten und Märkte	2
2.4	Rohstoffpreise	3
3.	RESULTATE	5

1. AUSGANGSLAGE

Mit der Revision des Energiegesetzes (EnG) wurden per 1. Oktober 2022 Einmalvergütungen für grosse Photovoltaikanlagen mit erheblicher Winterproduktion eingeführt (Art. 71a). Ein wesentliches Element zur Bemessung der Beitragshöhe stellen die zukünftigen Erlöse dieser Anlagen dar. Aus diesem Grund stellt das Bundesamt für Energie (BFE) gemäss Artikel 46p der Energieförderverordnung (EnFV) ein Preisszenario zur Verfügung, mit Hilfe dessen diese Erlöse berechnet werden. Zudem können die Preisszenarien bei der Überprüfung der Investitionsbeiträge von Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieanlagen beigezogen werden (Art 29 EnG bzw. Art. 63, 83, 87^m und 87^{z^{ter}} EnFV).

Im vorliegenden Kurzbericht werden die Methodik zur Generierung der Preisszenarien erläutert und die Resultate des im Dezember 2023 durchgeführten Rechnungslaufs vorgestellt.

2. MODELLIERUNG

AFRY Management Consulting modelliert die Preisszenarien mit Hilfe seines proprietären Strommarkt-Modells BID3¹. Für die Modellierung wird vereinfachend angenommen, dass die Gesamtmenge des produzierten Stroms am Spotmarkt vermarktet wird. AFRY modelliert die einzelnen Marktgebiete Europas fundamental, indem die gesamte Stromangebots- und -nachfragesituation nachgebildet und unter Minimierung der Gesamtkosten aufeinander abgeglichen wird. Dazu gehört insbesondere die Modellierung des Kraftwerksparks, des Stromverbrauchs, der Grenzflüsse, der Marktmechanismen und der Rohstoffpreise. Die Quellen der der Modellierung zugrundeliegenden Inputannahmen wurden durch die Begleitgruppe des BFE definiert. Die Marktdaten für Brennstoff- und CO₂-Preise (vgl. Absatz 2.4 Rohstoffpreise) stammen aus externen Studien respektive Quellen und stützen sich dabei auf die Ergebnisse der Energieperspektiven 2050+ des BFE (vgl. Absatz 2.1 Kraftwerkspark). Die übrigen Annahmen basieren auf Einschätzungen der AFRY-Marktexpert/innen und wurden nach Abstimmung mit der BFE-Begleitgruppe in die Modellierung übernommen.

2.1 Kraftwerkspark

Die Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa basieren auf den offiziellen Szenarien der EU und deren Mitgliedstaaten, sowie auf der Einschätzung der jeweiligen AFRY-Länderexpert/innen. Dabei wird der Zu- bzw. Rückbau von Kernkraft und erneuerbarer Stromerzeugung exogen vorgegeben. Fossil-thermische Kraftwerke werden im Modell endogen zugebaut, sofern deren Betrieb rentabel ist. Für die Schweiz orientieren sich die Annahmen grösstenteils am «ZERO Basis»-Szenario der Energieperspektiven 2050+². In Abbildung 1

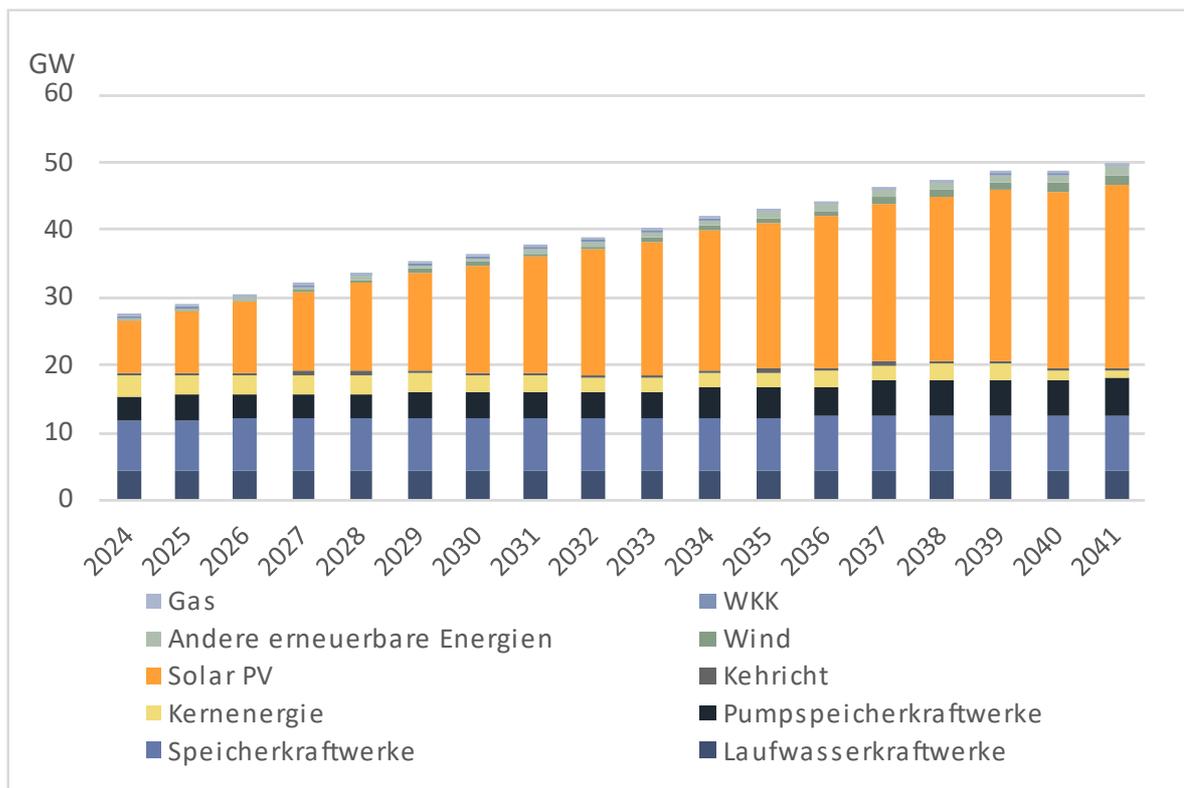
¹ Siehe <https://afry.com/en/service/bid3-afrys-power-market-modelling-suite> für weitergehende Informationen zum BID3-Modell und <https://afry.com/en/service/afry-independent-market-reports> für spezifische Marktberichte.

² Siehe <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html> für weitergehende Informationen zu den Energieperspektiven 2050+.

sind die Annahmen für die Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks dargestellt. Die bedeutendsten Änderungen gegenüber dem heutigen Stand sind der Zubau von Solar PV, der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie und der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken.

Im Modell sind die technischen Eigenschaften der jeweiligen Kraftwerkstechnologien hinterlegt, insbesondere auch die Möglichkeiten zum flexiblen Einsatz von (Pump-)Speicherkraftwerken.

Abbildung 1: Annahmen zur Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks



2.2 Stromverbrauch

Die Entwicklung des Strombedarfs im Ausland basiert auf dem AFRY-internen Stromnachfragemodell. Das Modell verwendet die BIP-Wachstumsannahmen von Bloomberg und erfasst Auswirkungen der Energieeffizienz und der Verlagerung des Energiebedarfs für Wärme und Mobilität auf den Stromsektor. Für die Schweiz wird der Strombedarf gemäss dem Szenario «ZERO Basis» der Energieperspektiven 2050+ verwendet. Im Jahr 2035 beträgt der Landesverbrauch 67.4 TWh. Dies entspricht einer Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs pro Kopf von 12% gegenüber dem Jahr 2000.

2.3 Kapazitäten und Märkte

Die Grenzkapazitäten zwischen den verschiedenen Marktgebieten sowie deren kurzfristige Entwicklung gemäss ENTSO-E sind im Modell ebenfalls abgebildet.

Der Aufbau von zusätzlichen Grenzkapazitäten erfolgt endogen, sofern die Investitionskosten durch die Preisdifferenzen der jeweiligen Marktgebiete gedeckt werden können.

Zusätzlich zum Spotmarkt berücksichtigt das Modell auch Kapazitätsmechanismen in den Märkten, in denen diese bereits eingeführt wurden oder vor der Einführung stehen. In Stunden mit hoher Nachfrage und knappem Angebot wird das Bieterverhalten am Spotmarkt mit einem Aufpreis (Mark-Up) simuliert, der die nötigen Erlöse generiert, um langfristig neben den variablen auch die Fixkosten der Kraftwerke decken zu können.

2.4 Rohstoffpreise

Neben den oben beschriebenen Eingangsparametern spielen die Preise für fossile Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte eine wesentliche Rolle, da das preissetzende Kraftwerk in den meisten Stunden ein Gas-Kombi-Kraftwerk sein wird. Aus AFRY-Sensitivitätsanalysen geht hervor, dass Änderungen im Gaspreis den grössten Einfluss auf den Strompreis haben. Den zweitwichtigsten Treiber bilden die CO₂-Preise. Aus diesem Grund werden drei Szenarien mit jeweils unterschiedlichen Annahmen für fossile Brennstoffpreise und CO₂-Emissionsrechte vorgestellt.

Das **Szenario „IEA-NZE“** beruht auf den Modellrechnungen der Internationalen Energieagentur (IEA) und geht von Rohstoffpreisen gemäss dem Szenario „Net Zero Emissions (NZE) by 2050“ im IEA World Energy Outlook 2023 aus.

Im **Szenario „Termin“** werden die aktuellen Rohstoffpreise auf dem Terminmarkt zu Grunde gelegt, die etwa fünf Jahre in die Zukunft reichen. Für die Zeit danach wird der letzte liquid gehandelte Preis in die Zukunft fortgeschrieben. Für die vorliegende Rechnung werden die Mittelwerte der jeweiligen Terminpreise zwischen dem 01.11.2023 und dem 14.11.2023 verwendet.

Als Basis für die Berechnung der Einmalvergütungen dient das **Szenario „Mittel“**, welches als Kombination der vorherigen Szenarien aufgebaut ist. Es basiert auf einem gleitenden Übergang von den kurzfristigen Termin-Rohstoffpreisen hin zu einem langfristigen Mittelwert zwischen den fortgeführten Terminpreisen und den IEA-NZE-Preisen. Die jeweiligen Preisannahmen für Gas und CO₂ werden in Abbildung 2 und Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 2: Historische Gaspreise (Mittelwert TTF und THE) und Annahmen für die Modellierung

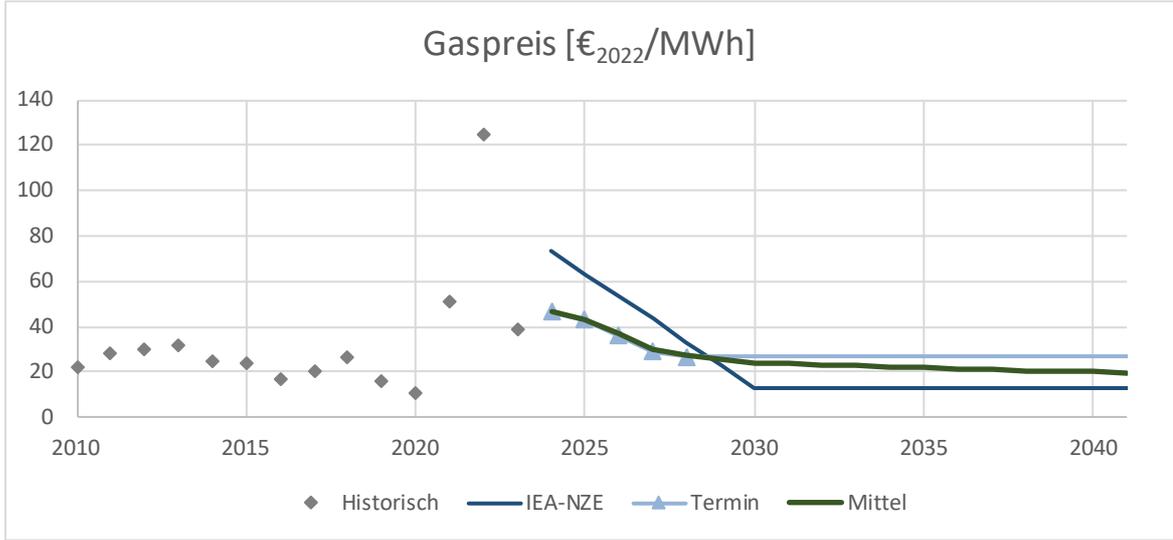
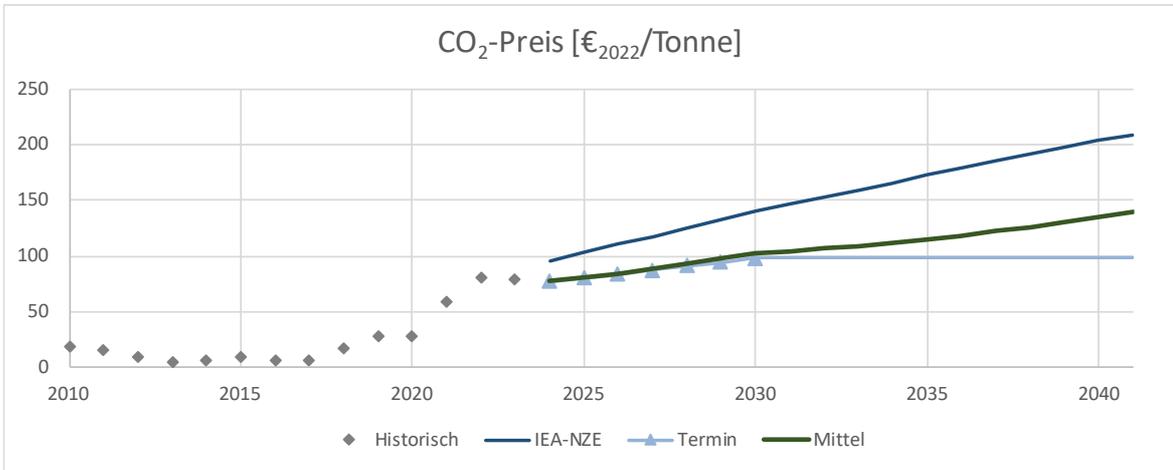


Abbildung 3: Historische CO₂-Preise und Annahmen für die Modellierung



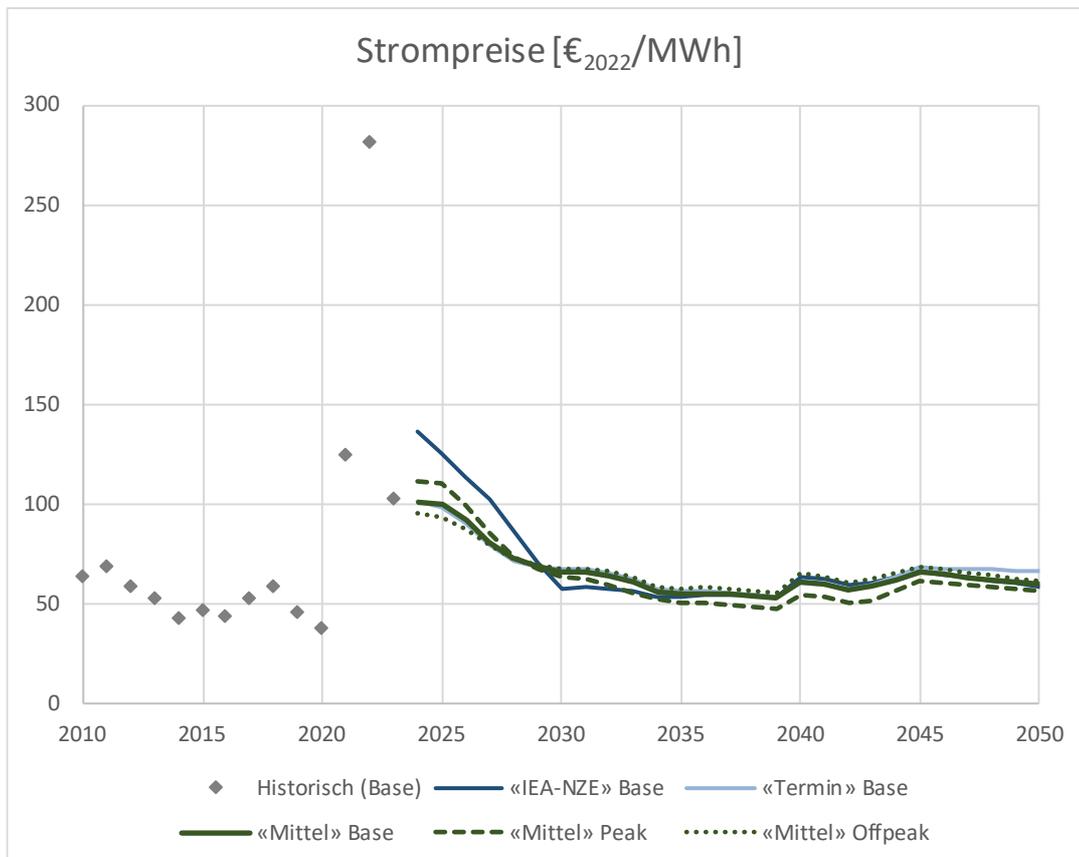
3. RESULTATE

Die Strompreise werden mit Hilfe der fundamentalen Modellierung bis 2050 generiert. Für Folgejahre wird vereinfachend von gleichbleibenden Bedingungen und somit einem langfristig stabilen Preisniveau ausgegangen.

In der nachfolgenden Abbildung werden die resultierenden Strompreise für die drei Szenarien dargestellt. Das für die Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge relevante Szenario „Mittel“ bildet am kurzen Ende den aktuell am Terminmarkt beobachtbaren Preisrückgang ab und pendelt sich ab den 2030er-Jahren zwischen 55 und 65 €/MWh ein. Peak- und Offpeak-Preise nähern sich in den kommenden Jahren an. Durch den erheblichen Zubau von Photovoltaikanlagen liegen ab dem Jahr 2029 die Peak- unterhalb der Offpeak-Preise.

Mit dem synthetisch definierten Übergang zwischen Terminmarkt- und fundamentalen IEA-NZE-Brennstoffpreisen stellt das Szenario „Mittel“ ein Instrument zur Bestimmung der Einmalvergütungen dar, ist aber keinesfalls als Erwartung oder gar Prognose einer zukünftigen Strompreisentwicklung zu verstehen.

Abbildung 4: Durchschnittspreise für Strom auf dem Schweizer Grosshandelsmarkt



Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Kraftwerksprojekte werden die Resultate des Fundamentalmodells mit den tatsächlichen Strompreisen auf dem Terminmarkt kombiniert. Für die Jahre 2025 bis 2028 wird der Marktpreis «EEX German Power Futures» volumengewichtet über den Handelszeitraum vom 01.01.2024 bis zum 31.01.2024 als Referenz verwendet. (Das Jahr 2024 wird der Einfachheit halber mit dem Jahr 2025 gleichgesetzt). Die Terminmarktpreise wurden unter Annahme einer Inflationsrate von 1% auf reale Preise mit Bezugsjahr 2024 korrigiert. Für die Jahre 2029 bis 2032 erfolgt ein linearer Übergang auf den modellierten Preis des Szenarios «Mittel» Base. Ab dem Jahr 2033 gelten die modellierten Preise des Szenarios «Mittel» Base, korrigiert um die Inflation seit der Durchführung des Rechnungslaufs. Es handelt sich demnach um reale Preise mit Bezugsjahr 2024.

Die nachfolgende Tabelle gibt das Preisszenario für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Kraftwerksprojekte wieder.

Tabelle 1: Preisszenario für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Kraftwerksprojekte

<i>Jahr</i>	<i>Strompreis [€₂₀₂₄/MWh]</i>	<i>Jahr</i>	<i>Strompreis [€₂₀₂₄/MWh]</i>	<i>Jahr</i>	<i>Strompreis [€₂₀₂₄/MWh]</i>
2024	83.33	2033	62.74	2042	58.91
2025	83.33	2034	58.14	2043	60.55
2026	76.01	2035	56.63	2044	64.36
2027	72.15	2036	57.18	2045	68.18
2028	65.44	2037	56.30	2046	66.85
2029	64.90	2038	55.47	2047	65.51
2030	64.36	2039	54.49	2048	64.18
2031	63.82	2040	63.37	2049	62.85
2032	63.28	2041	61.89	2050	61.52

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