



Kurzbericht vom 28. Juli 2020

Preisszenarien für die Investitionsbeiträge Wasserkraft und Biomasse (Art. 63 Abs. 5 und Art. 85 Abs. 1 EnFV)

Rechnungslauf 2019

1. Ausgangslage

Mit der Revision des Energiegesetzes (EnG) wurden per 1. Januar 2018 Investitionsbeiträge für Wasserkraft- und Biomasseanlagen eingeführt. Ein wesentliches Element zur Bemessung der Beitragshöhe sind die zukünftigen Erlöse aus solchen Anlagen. Zu diesem Zweck stellt das BFE gemäss Artikel 63 Absatz 5 sowie Artikel 85 Absatz 1 der Energieförderverordnung (EnFV) ein stündliches Preisszenario zur Verfügung. Im vorliegenden Kurzbericht werden die Methodik zur Generierung solcher Preisszenarien erläutert und die Resultate des Rechnungslaufs von Ende 2019 dargestellt.

2. Modellierung

Die Preisszenarien wurden mit dem Strommarkt-Modell BID3 der Firma AFRY (ÁF Pöyry) generiert¹. Vereinfachend wurde angenommen, dass sämtlicher Strom am Spotmarkt verkauft wird. Dieser wird fundamental modelliert, indem für die verschiedenen Marktgebiete in Europa Stromangebot und -nachfrage nachgebildet und unter Minimierung der Gesamtkosten aufeinander abgeglichen werden. 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 und stützen sich auf externe Studien respektive Marktdaten für die Brennstoff- und CO₂-Preise (vgl. Absatz 2.4 Rohstoffpreise) sowie auf die Energieperspektiven 2050 des BFE (vgl. Absatz 2.1 Kraftwerkspark) ab. Die übrigen Annahmen basieren auf den Einschätzungen der AFRY-Marktexterten und wurden mit der BFE-Begleitgruppe diskutiert und in die Modellierung übernommen.

2.1. Kraftwerkspark

Die Annahmen über die Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa basieren auf den offiziellen Szenarien der EU und deren Mitgliedstaaten, sowie auf der Einschätzung der jeweiligen AFRY-Länderexperten. Dabei wird der Zu- bzw. Rückbau von Kernkraft und erneuerbarer Stromerzeugung exogen vorgegeben. Fossil-thermische Kraftwerke werden im Modell endogen zugebaut, sofern deren

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



Betrieb rentabel ist. Für die Schweiz orientieren sich die Annahmen an der „Variante C&E“² der Energieperspektiven 2050, allerdings ohne den Zubau von Gaskombikraftwerken, da diese in der Modellrechnung nicht wirtschaftlich betrieben werden können. In Abbildung 1 sind die Annahmen für die Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks dargestellt.

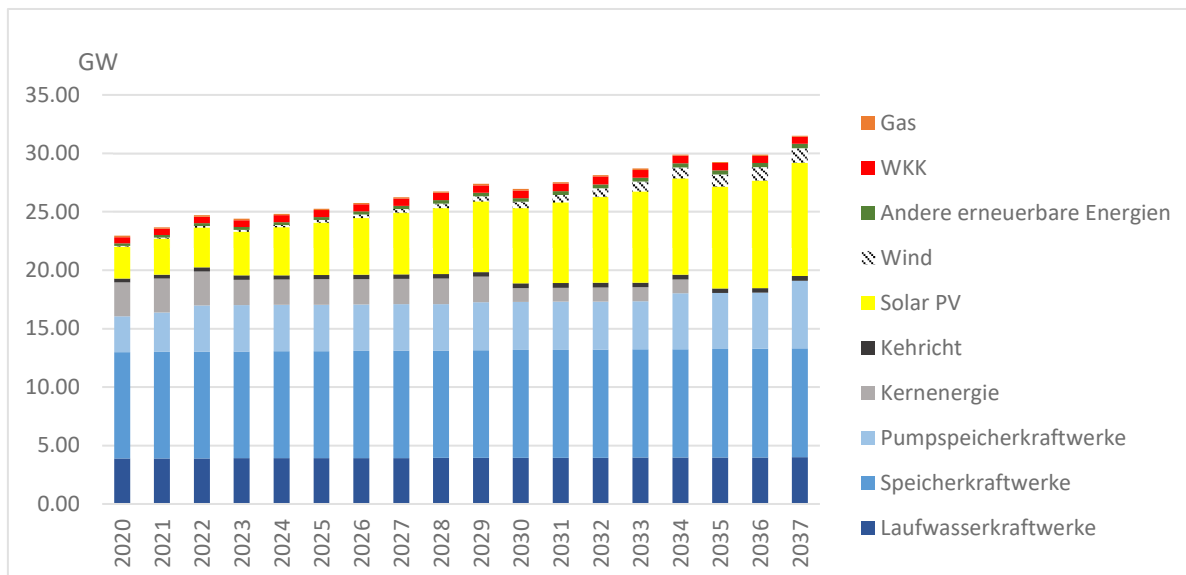


Abbildung 1 : Annahmen zur Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks

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

2.2. Stromverbrauch

Die Entwicklung des Strombedarfs basiert auf dem AFRY-internen Stromnachfragemodell und dessen Annahmen. Das Modell verwendet die BIP-Wachstumsannahmen des Internationalen Währungsfonds und erfasst Auswirkungen der Energieeffizienz und der Verlagerung des Energiebedarfs für Wärme und Mobilität auf den Stromsektor. Für die Schweiz ergibt sich im Jahr 2035 ein Verbrauch von 65.7 TWh. Bezogen auf den Richtwert des Energiegesetzes (Senkung des Stromverbrauchs pro Person um 13% im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000) entspricht dies einem durchschnittlichen Bevölkerungswachstum von 0.84% pro Jahr.

2.3. Kapazitäten und Märkte

Die Grenzkapazitäten zwischen den verschiedenen Marktgebieten 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, dort wo solche eingeführt wurden oder kurz vor der Einführung stehen. In Stunden mit hoher Nachfrage und knappem Angebot wird das Bieterverhalten am Spotmarkt mit einem Mark-Up simuliert, welches die nötigen Erlöse generiert, um langfristig neben den variablen auch die Fixkosten der Kraftwerke zu decken.

² Siehe „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“ (<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/dokumentation/energieperspektiven-2050.html>)



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 ist. Aus Sensitivitätsanalysen geht hervor, dass Änderungen im Gaspreis den grössten Einfluss auf den Strompreis haben. Den zweitwichtigsten Treiber bilden die CO₂-Preise. Aus diesem Grund wurden drei Szenarien gerechnet, mit jeweils unterschiedlichen Annahmen für die Preise der fossilen Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte. Das **Szenario „IEA“** stützt sich auf die Modellrechnungen der Internationalen Energie-Agentur ab und geht von den Rohstoffpreisen gemäss deren Szenario „Stated Policies“ im World Energy Outlook 2019 aus. Im **Szenario „Termin“** werden die aktuellen Rohstoffpreise auf dem Terminmarkt beigezogen, die ungefähr fünf Jahre in die Zukunft reichen. Für die Zeit danach wird der letzte liquid gehandelte Preis hinterlegt. Für die vorliegende Rechnung wurden die Mittelwerte der jeweiligen Terminpreise zwischen dem 1.11.2019 und dem 14.11.2019 verwendet.

Als Basis für die Berechnung der Investitionsbeiträge dient das **Szenario „Mittel“**, welches als Kombination der anderen beiden 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-Preisen. In Abbildung 2 und Abbildung 3 sind die jeweiligen Preisannahmen für Gas und CO₂ dargestellt.

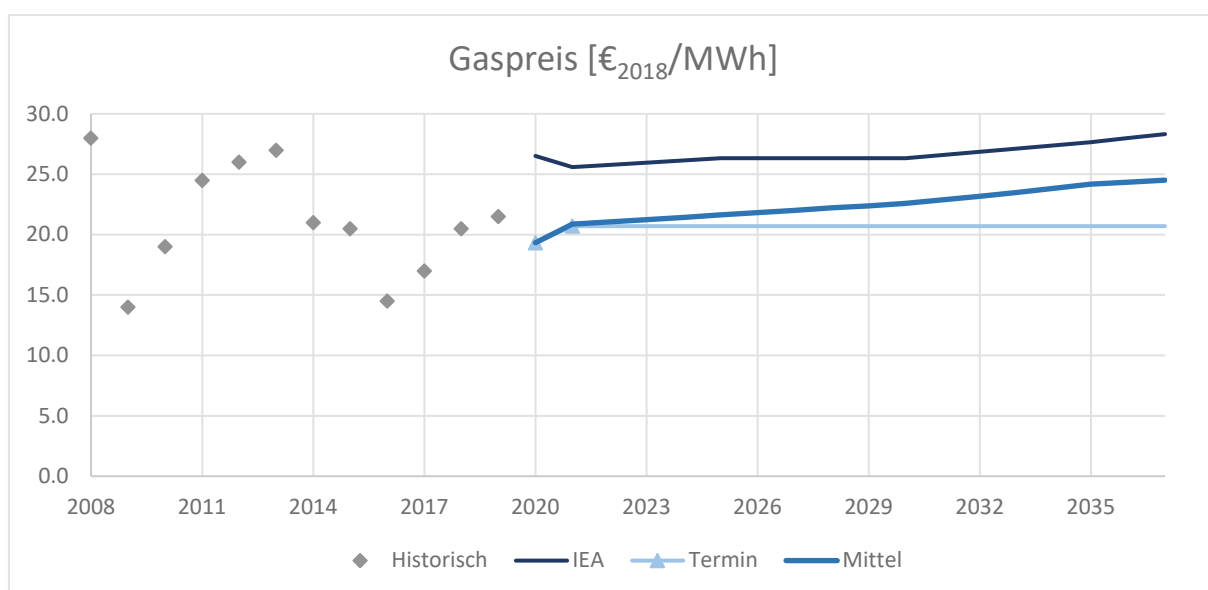


Abbildung 2 : Tatsächliche Gaspreise in der Vergangenheit und Annahmen für die Modellierung

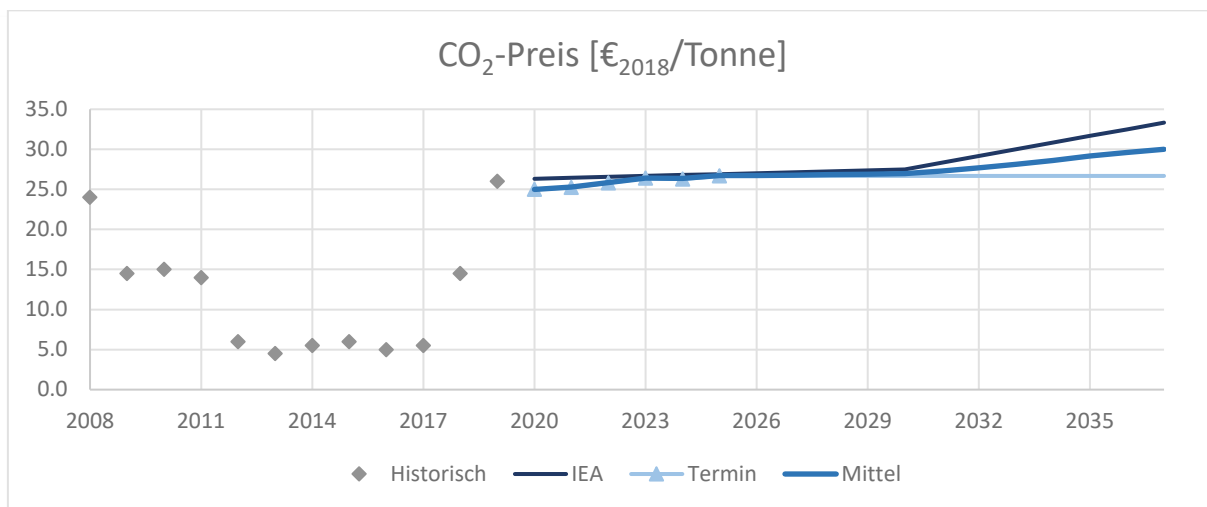


Abbildung 3 : Tatsächliche CO₂-Preise in der Vergangenheit und Annahmen für die Modellierung

3. Resultate

Die Ergebnisse der Modellrechnung werden bis zum Jahr 2037 verwendet. Für die Jahre danach wird vereinfachend von gleichbleibenden Bedingungen ausgegangen. In den nachfolgenden Abbildungen und Tabellen sind die resultierenden Strompreise für die drei Szenarien dargestellt. Das für die Investitionsbeiträge relevante Szenario „Mittel“ bildet die aktuell tiefen Strompreise ab, mit einer zumindest teilweisen Erholung in der langen Frist.

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

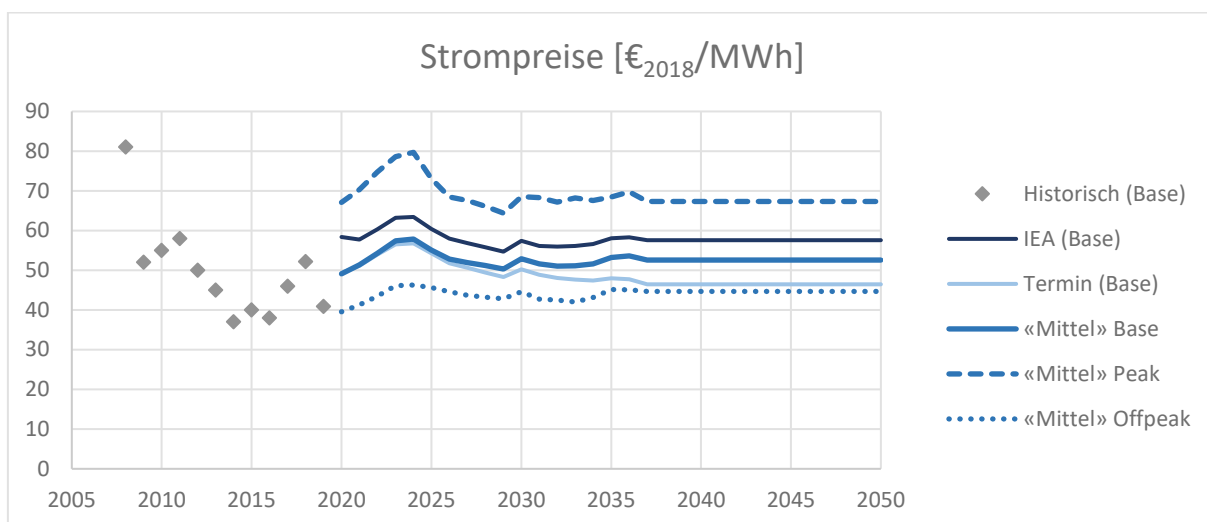


Abbildung 4 : Jahresdurchschnittspreise für Strom auf dem Schweizer Grosshandelsmarkt in der Vergangenheit und den Szenarien mit Rohstoffpreisen gemäss IEA Stated Policies, dem aktuellen Terminmarkt und einer Kombination der beiden („Mittel“). Für letzteres sind zudem die Jahresdurchschnittspreise der Spitzen- und Randstunden dargestellt.

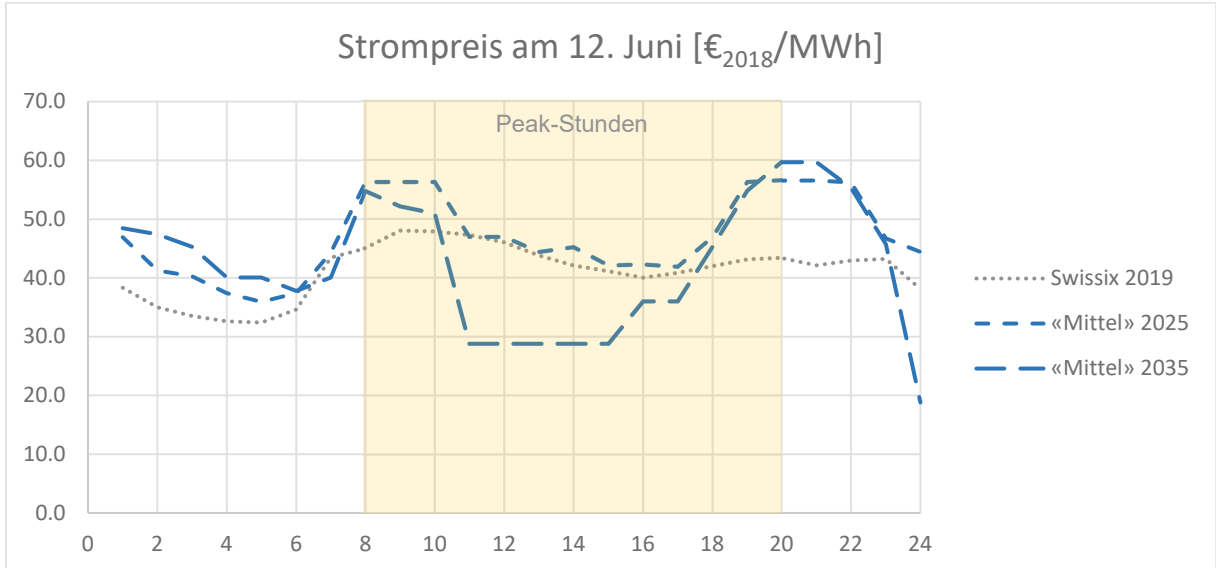


Abbildung 5 : Tagesverlauf des Strompreises am 12. Juni (in der Modellierung jeweils ein Mittwoch). Dargestellt sind die historischen Preise des Jahres 2019, sowie die Preise im mittleren Szenario für die Jahre 2025 und 2035.

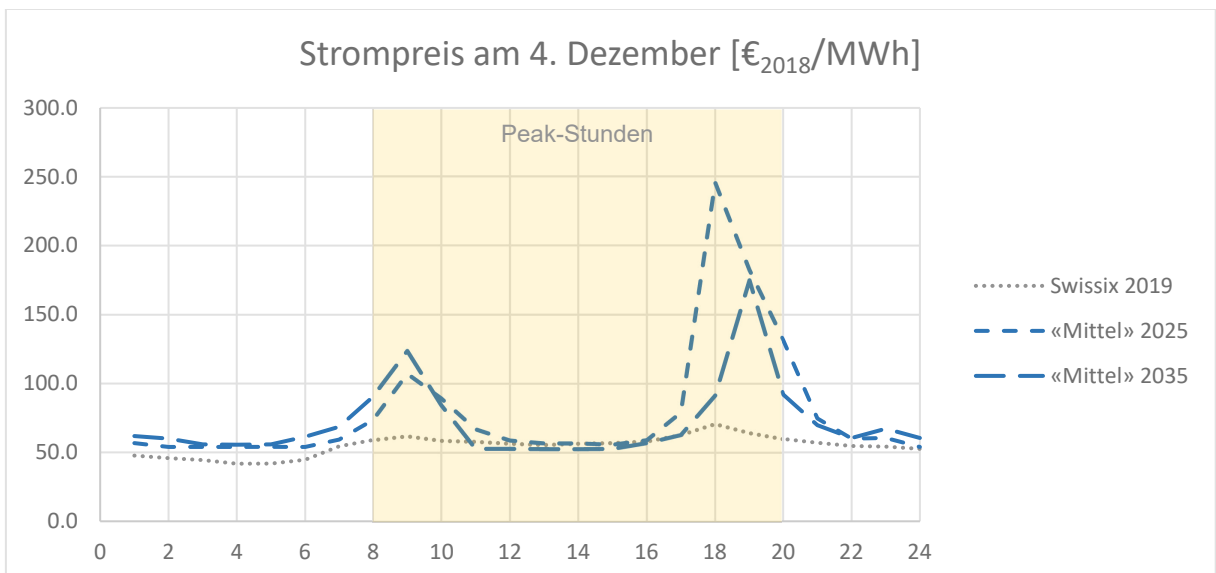


Abbildung 6 : Tagesverlauf des Strompreises am 4. Dezember (in der Modellierung jeweils ein Mittwoch). Dargestellt sind die historischen Preise des Jahres 2019, sowie die Preise im mittleren Szenario für die Jahre 2025 und 2035.



**Tabelle 1 : Modellierte Strompreise im Schweizer Spotmarkt
(Jahresdurchschnitte in €₂₀₁₈/MWh)**

€ ₂₀₁₈ /MWh	Szenario „Mittel“		
Jahr	Base	Peak	Offpeak
2020	49.1	67.1	39.5
2021	51.4	70.3	41.3
2022	54.3	74.7	43.4
2023	57.4	78.6	46.2
2024	57.9	79.7	46.3
2025	55.1	73.0	45.6
2026	52.8	68.4	44.6
2027	51.9	67.5	43.7
2028	51.2	66.1	43.2
2029	50.3	64.4	42.8
2030	52.9	68.5	44.6
2031	51.6	68.3	42.7
2032	51.1	67.2	42.5
2033	51.1	68.2	42.1
2034	51.6	67.5	43.2
2035	53.2	68.5	45.1
2036	53.6	69.7	45.1
2037	52.5	67.3	44.7
ab 2038	52.5	67.3	44.7

4. Kontaktpersonen

4.1. Bundesamt für Energie

Beat Goldstein, Fachspezialist Marktregulierung, 058 465 34 36, beat.goldstein@bfe.admin.ch

Florian Kämpfer, Fachspezialist Marktregulierung, 058 462 54 96, florian.kaempfer@bfe.admin.ch

4.2. AFRY Management Consulting (Schweiz)

Patrick Gasser (patrick.gasser@afry.com; +41 76 356 21 37)

Kai Karring (kai.karring@afry.com; +41 78 643 26 11)