



10. März 2015

13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket

Wasserkraft: Einfluss Frankenstärke Aktualisierung zu Handen der UREK-S

1. Bericht zu Handen der UREK-N „Rentabilität der bestehenden Wasserkraft“ (2014)
 2. Studie „Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz“ (2013)
-

Bericht zu Handen der UREK-N: Rentabilität der bestehenden Wasserkraft¹

1. Ausgangslage

Das BFE hat im Sommer 2014 im Auftrag der Subkommission Wasserkraft der UREK-N die Rentabilität der bestehenden Wasserkraft untersucht. Der von den Betreibern und den Kantonen zur Verfügung gestellte Datensatz umfasste insgesamt 58 Kraftwerksanlagen (34 Laufwasserkraftwerke, 19 Speicherkraftwerke und 5 Pumpspeicherkraftwerke) und deckt 23'108 GWh oder rund **65% der Schweizer Wasserkraftproduktion** ab (nicht 65% der bestehenden Schweizer Wasserkraftwerke).

Mit den vorhandenen Daten konnten die Gesteherungskosten der einzelnen Wasserkraftanlagen, teilweise aufgeteilt nach Kostenkomponenten, analysiert werden. Aufgrund der von der Branche zur Verfügung gestellten Datenlage konnten jedoch drei Faktoren nicht berücksichtigt werden:

- Erstens die Kosten für die zentralen Dienste und die Vermarktung des Stroms (Overhead-Kosten), die nicht bei den Partnerwerken sondern bei den Eigentümergesellschaften anfallen².
- Zweitens kalkulatorische Eigenkapitalkosten, die tendenziell höher sind als die in den Geschäftsberichten der Partnerwerke ausgewiesenen, teilweise „politisch“ festgelegten Eigenkapitalkosten.
- Drittens zusätzliche Erträge aus Systemdienstleistungen, die aufgrund der Optimierung und Vermarktung des Stroms bei den Eigentümergesellschaften anfallen.

Die Produktion der einzelnen Wasserkraftanlagen wurde anhand der Gesteherungskosten in aufsteigender Reihenfolge aufsummiert und mit den durchschnittlichen Schweizer Marktpreisen für Strom (Swissix) der Jahre 2008 und 2013 verglichen (Abbildung 1).

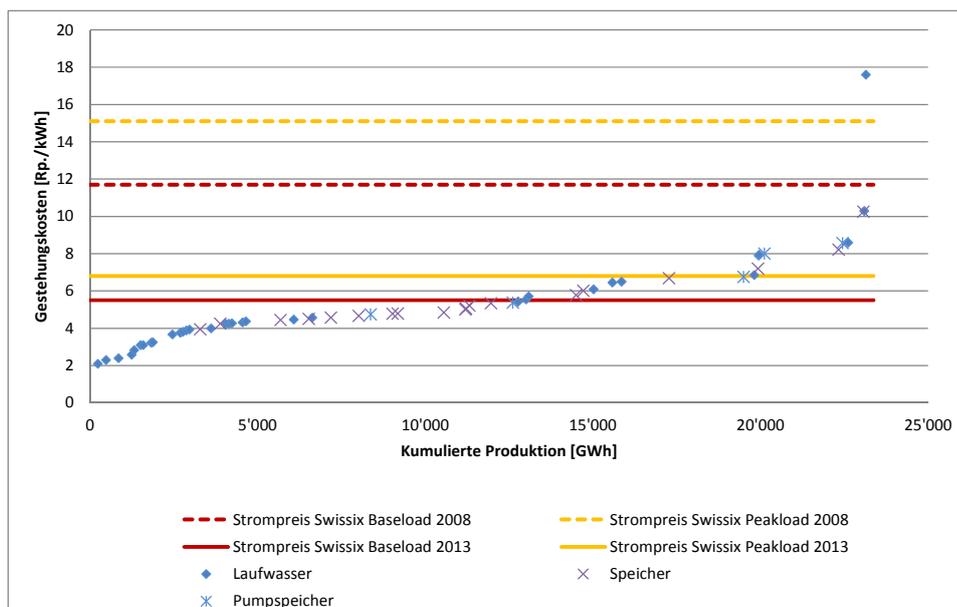


Abbildung 1: In aufsteigender Reihenfolge der Gesteherungskosten aufsummierte Produktion (Stand: Sommer 2014).

¹ Rentabilität der bestehenden Wasserkraft, Bericht zuhanden der UREK-N, BFE, 7. August 2014

² Swisselectric geht von Overheadkosten von max. 0,8 Rp./kWh aus (VSE Bulletin 2/2015).

2. Veränderte Rahmenbedingungen seit Sommer 2014

Seit Sommer 2014 haben sich verschiedene, für die Rentabilität der Schweizer Wasserkraft bedeutende Rahmenbedingungen verändert.

Nennenswerte Veränderungen betreffen:

- *Strompreisentwicklung:* Im Vergleich zum Jahr 2013 sind die für die Schweiz relevanten Marktpreise für Strom (Swissix) im Jahr 2014 noch einmal um rund 20% gefallen: Bandenergie (Swissix Day Base) von durchschnittlich 5.5 Rp./kWh im Jahr 2013 auf 4.5 Rp./kWh im Jahr 2014, Spitzenenergie (Swissix Month Peak) von durchschnittlich 6.8 Rp./kWh im Jahr 2013 auf 5.5 Rp./kWh im Jahr 2014.
- *Wechselkursentwicklung:* Mit der Aufhebung der Untergrenze für den Wechselkurs zum Franken am 15. Januar 2015 ist der Euro auf etwa Parität gefallen. In der Zwischenzeit hat sich der Kurs wieder auf rund 1.07 CHF/EUR erholt (Stand Ende Februar). Dies entspricht immer noch einer Abwertung des Euro um gut 11 Prozent. Rechnet man die Durchschnittspreise von 2014 (Swissix) mit dem neuen Eurokurs um, ergeben sich für die Schweizer Wasserkraft relevante Strompreise von 3.9 Rp./kWh Base und 4.8 Rp./kWh Peak. Auch eine Abschätzung mit Hilfe von Terminmarktpreisen für den deutschen Markt kommt für die nächsten Jahre auf ein tief bleibendes Preisniveau in der gleichen Grössenordnung.
- *Wasserzinsen:* Diese Entwicklungen kontrastieren zur 2010 beschlossenen Anhebung des bundesrechtlichen Maximums des Wasserzinses: Auf den 1. Januar 2015 wurde das in Artikel 49 des Wasserrechtsgesetzes (WRG, SR 721.80) definierte bundesrechtliche Maximum des Wasserzinses um 10% auf 110 Franken pro kW mittlerer mechanischer Bruttoleistung erhöht. Zurzeit ist noch nicht absehbar, ob die verfügbungsberechtigten Gemeinwesen die Wasserzinsen tatsächlich auch auf das bundesrechtliche Maximum erhöhen. So hat beispielsweise der Grosse Rat des Kantons Bern im Januar 2015 einem Vorstoss zugestimmt, der einen Verzicht auf die Erhöhung fordert. Geht man davon aus, dass die Wasserzinsen für alle Wasserkraftanlagen erhöht werden, würden die Gestehungskosten um durchschnittlich rund 0.2 Rp./kWh steigen.

3. Resultate der Überprüfung

In der nachfolgenden Abbildung 2 wird die aktuelle Situation der Wasserkraft dargestellt. Im Vergleich zur Abbildung 1 auf Seite 2 hat sich die **Gestehungskostenkurve** wegen der Wasserzinsen (unter der Annahme, dass alle Wasserkraftwerke die maximalen Wasserzinsen entrichten müssen) minim nach oben verschoben, die relevanten Marktpreise sind aber aufgrund der Preisentwicklung im Jahr 2014 und des neuen Wechselkurses deutlich nach unten gerutscht.

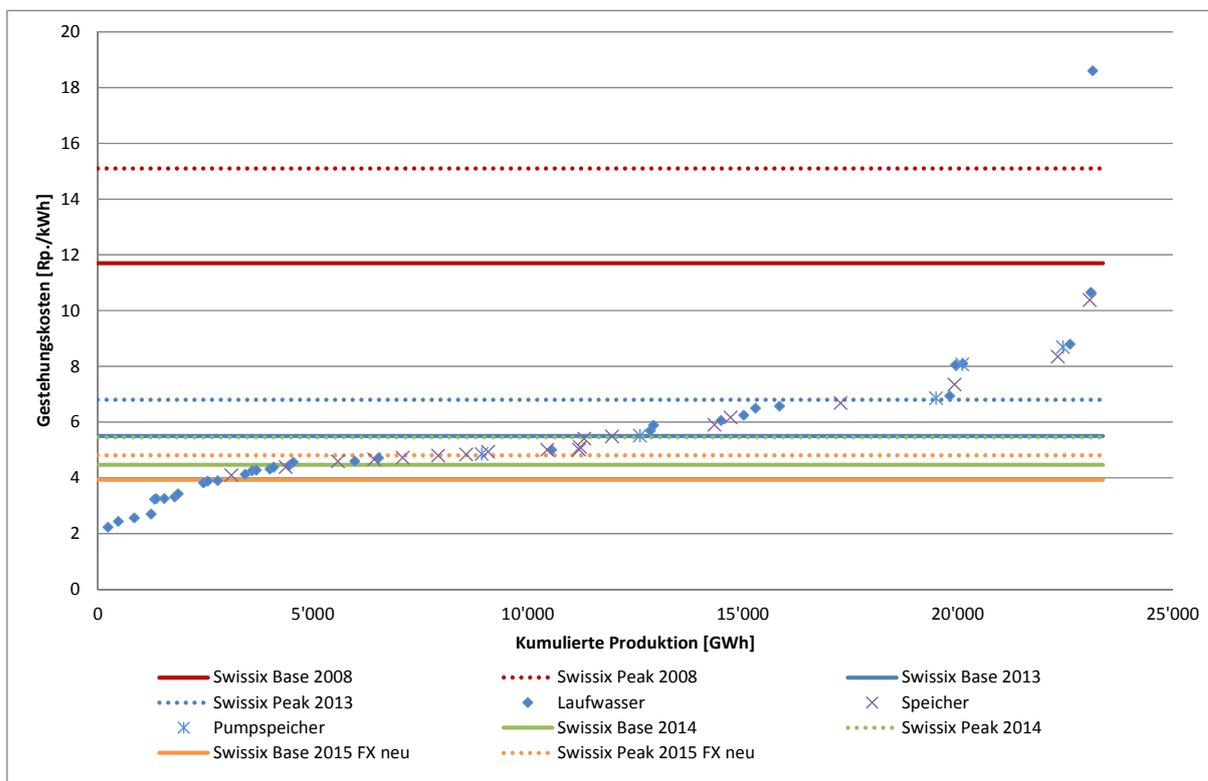


Abbildung 2: Aktualisierte Gestehungskostenkurve (Stand Februar 2015).

Vergleich der Resultate vom August 2014 und Februar 2015

- Im August 2014 lagen noch rund 50% der untersuchten **Wasserkraftproduktion** im verfügbaren Sample unter den Marktpreisen.
- Aufgrund der Entwicklungen in der Zwischenzeit wird nur noch rund 25 Prozent des Stroms aus der Wasserkraft im vorliegenden Sample unter den Marktpreisen produziert.

Hinweis: Das Sample der Daten, die dem BFE von der Branche zur Verfügung gestellt worden sind, umfasst nur 65% der gesamten Wasserkraftproduktion in der Schweiz. Zudem sind im Sample auch Daten von Verbundunternehmen enthalten, welche keine Kunden in der Grundversorgung haben. Kunden in der Grundversorgung wird der Strom zu Gestehungskosten geliefert. Die EICOM schätzt, dass zurzeit rund 50% der gesamten Schweizer Wasserkraftproduktion zu Gestehungskosten an Endkunden in der Grundversorgung abgesetzt wird.

Das BFE hat auf der Basis des erwähnten Samples zudem die Kostenstruktur der Wasserkraftwerke analysiert. Dabei wird zwischen *variablen Kosten* (Betriebskosten) und *fixen Kosten* (Eigen- und Fremdkapitalkosten, Steuern, Abschreibungen, Wasserzinsen) unterschieden. Die Auswertung ergab folgendes Bild (vgl. Abbildung 3):

- Die meisten der untersuchten Anlagen können die **variablen Kosten** (grüne Fläche in Abbildung; Betriebskosten) bei den heutigen Strompreisen decken. Dies bedeutet, dass kurzfristig keine Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen abgestellt werden müssen.
- Die meisten der untersuchten Anlagen sind bei den heutigen Strompreisen jedoch nicht in der Lage, die gesamten **Fixkosten** zu decken. Die Abschwächung des Euro gegenüber dem Franken am 15. Januar 2015 hat diesen Effekt noch verschärft. Eine Erhöhung der Wasserzinsen von 100 auf 110 Franken per 1. Januar 2015 verschärft diesen Effekt ebenfalls.

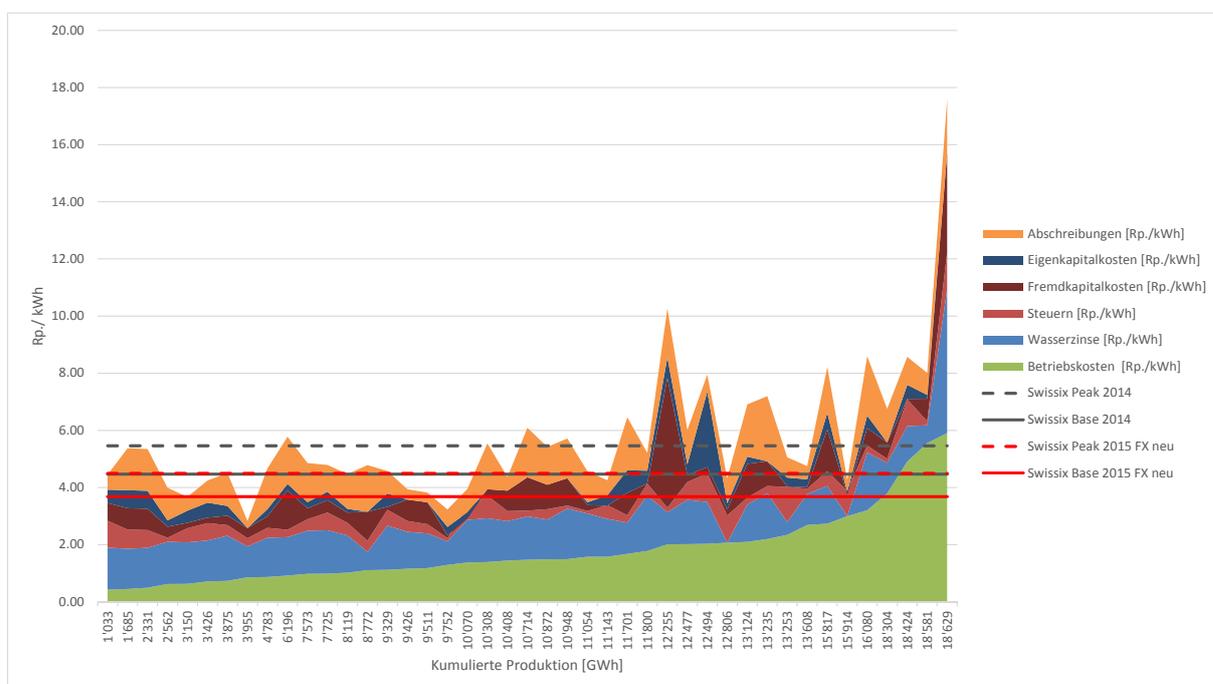


Abbildung 3: Kostenstruktur der Wasserkraftanlagen im untersuchten Sample BFE

4. Fazit zur aktuellen Situation der bestehenden Wasserkraft

Die Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen variieren je nach Kraftwerkstyp und aufgrund der physikalischen Gegebenheiten relativ stark. Ein grosser Teil der Kosten von Wasserkraftwerken betrifft Kapitalkosten, Steuern und Wasserzinsen, die als Fixkosten anzusehen sind. Wegen der komplexen Struktur der Schweizer Wasserkraftbranche fallen die Kosten und Erträge nicht immer bei derselben Gesellschaft an, sondern werden unter verschiedenen Partnern, Eigentümern und der öffentlichen Hand aufgeteilt. Eine eindeutige Beschreibung der Rentabilität einzelner Anlagen ist demnach nicht möglich und die Ergebnisse sind mit einer gewissen Unschärfe behaftet.

Grob gesehen kann man jedoch sagen, dass sich die wirtschaftlichen Aussichten der Schweizer Wasserkraft nach langen Jahren mit hohen Gewinnen eingetrübt haben. Seit Sommer 2014 hat sich die Lage aufgrund der Preisentwicklung auf den Strommärkten und der Aufhebung des Euro-Mindestkurses noch einmal bedeutend verschlechtert. Gerade aber Gesellschaften, die noch einen grossen Teil des Absatzes an eigene Endkunden in der Grundversorgung liefern, können ihre Gestehungskosten auf die Endkunden überwälzen und sind damit nur teilweise den aktuell tiefen Marktpreisen ausgesetzt.

Ein Werk hat die Möglichkeit, die Gemeinkosten bzw. die variablen Kosten direkt zu beeinflussen. Im Bereich der Fixkosten liegt es vor allem in den Händen der Aktionäre bzw. der Eigner, beispielsweise durch eine Anpassung der Eigenkapitalrendite die Werke entsprechend zu entlasten.

Studie: Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz³

1. Ausgangslage

Das BFE hat im Jahr 2013 eine Studie zur Rentabilität von Projekten für Neu- und Ausbauten von Grosswasserkraftwerken erstellt. Grundvoraussetzung für die Studie war der Zugriff auf Daten zur Wirtschaftlichkeit von Projekten im Bereich des Neu-, und Ausbaus von Grosswasserkraftwerken. Die Unternehmen Axpo, Alpiq, ewz, SIG, BKW, Repower, Groupe E und Kraftwerk Birsfelden haben die entsprechenden Wirtschaftlichkeitsdaten zu 25 Grosswasserkraftprojekten bereitgestellt.

Die in der Studie betrachteten Projekte sollen zwischen 2015 und 2025 in Betrieb genommen werden. Die geplanten Betriebsdauern variieren zwischen 31 und 80 Jahre. Dies bedeutet, dass sowohl Erträge wie auch Kosten über 80 Jahre abgebildet werden mussten.

Um die Erträge aus dem Verkauf des produzierten Stroms erfassen zu können, hat das BFE die von Frontier Economics für eine Studie zu Pumpspeichern⁴ erarbeitete, stündliche Preiskurve für Strom verwendet.

Die Berechnungen von Frontier Economics basieren auf einem Fundamentalmodell, das den gesamten Kraftwerkspark in Europa inklusive Netzrestriktionen abbildet.

Die energiewirtschaftlichen Rahmendaten (Ölpreise, Gaspreise, CO₂-Preise) stammen aus den Energieperspektiven 2050 vom September 2012. Die Annahme zu den Wechselkursen wurde aus der Studie zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen der ES 2050 von Ecoplan übernommen. Dabei galten folgende Annahmen (2020 bis 2050):

	2020	2035	2050	Stand Februar 2015
Gas	34 €/MWh	36 €/MWh	35 €/MWh	23 €/MWh
Kohle	12 €/MWh	12 €/MWh	11 €/MWh	7 €/MWh
Öl	100 US\$/bbl	114 US\$/bbl	117 US\$/bbl	59 US\$/bbl
CO ₂	26 €/t	32 €/t	34 €/t	7 €/t
Wechselkurs	1.43 CHF/€	1.35 CHF/€	1.23 CHF/€	1.07 CHF/€

Tabelle 1: Annahmen zur Brennstoff- und CO₂-Preis-Entwicklung (Preise real 2010), Blau: Preise Stand Februar 2015

³ Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz; Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft, BFE, 12. Dezember 2013.

⁴ Frontier Economics 2013: „Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050“, Frontier Economics im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Dezember 2013.

In der nachfolgenden Abbildung ist die aus den Berechnungen zur Studie 2013 resultierende Strompreiskurve bis 2050 abgebildet.

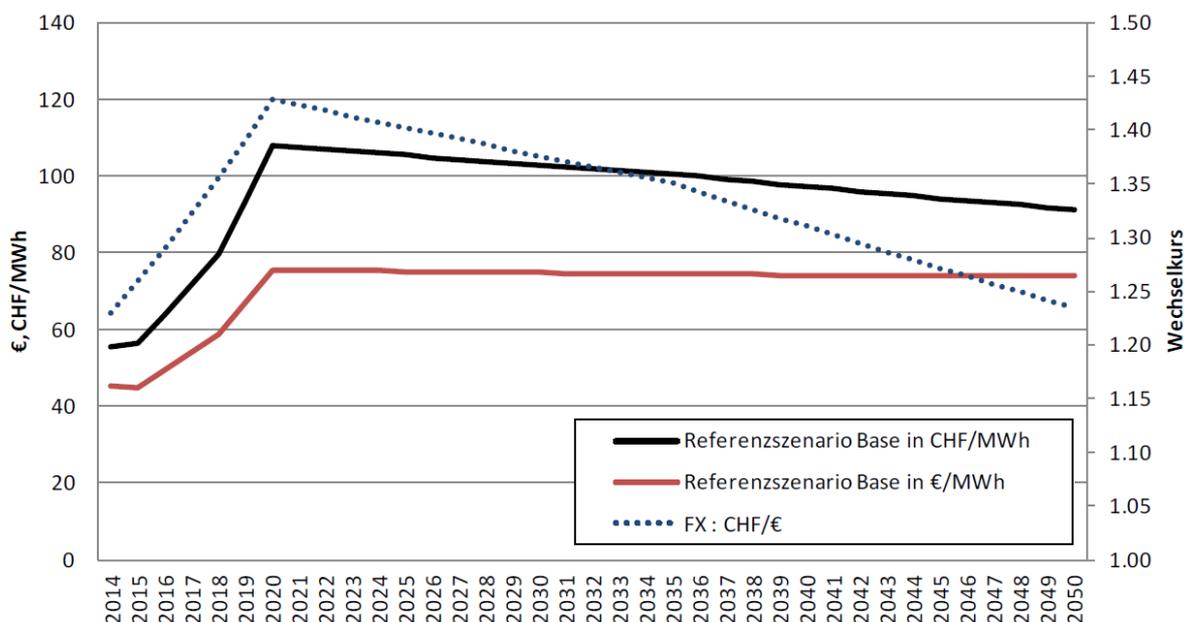


Abbildung 4: Annahmen zur Strompreisentwicklung

Um die Unsicherheit betreffend der Inputparameter erfassen zu können, wurden bei der Bewertung folgende Szenarien und Sensitivitäten gerechnet.

- Referenzszenario
- Preis + 20% (Preise für die ganze Betrachtungsperiode 20% höher)
- Preis – 20% (Preise für die ganze Betrachtungsperiode 20% tiefer)
- Wechselkurs neu (Wechselkurs über die ganze Betrachtungsperiode bei 1.21-1.23 CHF/€)
- WACC tief (Annahme eines nominalen WACC von 4.83% an Stelle von 6.20% im Referenzszenario)

In der Auswertung zeigte sich:

- Im Referenzszenario ist nur eines der 25 Projekte rentabel.
- Die restlichen Projekte liegen leicht oder deutlich im unrentablen Bereich.
- Die Resultate der Sensitivitäten zeigen die erwarteten Effekte mit 5 rentablen Projekten in den Sensitivitäten Preis +20% und WACC tief.
- In den Sensitivitäten Preis -20% und Wechselkurs neu liegt nach wie vor nur ein Projekt im rentablen Bereich, die restlichen Projekte liegen aber deutlicher im negativen Bereich.

2. Veränderte Rahmenbedingungen seit Sommer 2014

Bei der Annahme zu den Strompreisen wurde gestützt auf die Energieperspektiven 2050 davon ausgegangen, dass die Strompreise von 2014 bis 2020 relativ rasch von 58 CHF/MWh auf 108 CHF/MWh steigen werden (siehe Abbildung 4). Dies aufgrund der Erwartung, dass sich die Wirtschaft in der EU

erholt und sich damit die Stromnachfrage, die CO₂-Preise und der Wechselkurs normalisieren würden. In der Zwischenzeit ist diese Erholung nicht eingetreten. Die Situation hat sich sogar verschärft, da die Strompreise weiter gefallen sind. Zudem ist die Forward-Kurve an der Börse auf tiefem Niveau flach, was gegenüber der Annahme für die Studie im Jahr 2013 eine deutliche Differenz ergibt.

3. Resultate der Überprüfung

Das BFE hat auf der Basis der erwähnten Änderung der Rahmenbedingungen die Abbildung 4 zur Strompreisentwicklung überarbeitet. Dabei sind folgenden Annahmen getroffen worden:

- Das Referenzszenario entspricht jenem in der Studie vom Dezember 2013 (siehe Abbildung 4)
- In den neuen Referenzszenarien ist neu der Wechselkurs von 1.07 Franken pro Euro über die gesamte betrachtete Periode enthalten.

Es gibt 2 Varianten für neue Referenzszenarien:

Variante 1: Marktpreise⁵ bis 2017, ab 2018 schrittweiser Übergang zu den Fundamentalpreisen gemäss Annahmen aus Tabelle 1 bis 2022 mit neuen Wechselkursannahmen, d.h. zwischen 2018 und 2022 wird ein Übergang von den kurzfristig bekannten Marktpreisen mit dem Anziehen der Wirtschaft auf das langfristige Referenzszenario angenommen.

Variante 2: Marktpreise bis 2021, ab 2022 linearer Übergang zu den Fundamentalpreisen gemäss Annahmen aus Tabelle 1 bis 2035 mit neuen Wechselkursannahmen.

Nachstehende Abbildung 5 zeigt die Differenz zwischen den angenommenen Strompreisen und den aktuell an den Börsen gehandelten Preisen unter Annahme eines konstanten Wechselkurses von 1.07 CHF/Euro. Dargestellt sind zudem die Gestehungskosten der untersuchten Projekte gemäss dem Bericht vom BFE zuhanden der UREK-N vom 5. August 2014 (Minimum, Maximum, Median und produktionsgewichteter Mittelwert). Nicht berücksichtigt in den Gestehungskosten ist der Effekt von tieferen Investitionskosten aufgrund der Euroschwäche (bspw. durch den Import von Kraftwerkskomponenten). Es ist ersichtlich, dass die Differenz zwischen den Gestehungskosten und den angenommenen Marktpreisen durch die Aktualisierung der Preiskurven gestiegen ist und dadurch die nichtamortisierbaren Investitionen der Projekte steigen würden. So beträgt die Differenz zwischen dem Mittelwert der Gestehungskosten (schwarz gestrichelte Linie) und den Marktpreisen gemäss Referenzszenario 2 (rot gestrichelte Linie) in 2020 rund 10 Rp./kWh (100 CHF/MWh) und in 2035 rund 6.6 Rp./kWh (66 CHF/MWh), während die Differenz des Mittelwertes der Gestehungskosten und den Preisen gemäss Studie 2013 (blaue Linie) in 2020 rund 3.3 Rp./kWh (33 CHF/MWh) bzw. in 2035 rund 4.0 Rp./kWh (40 CHF/MWh) beträgt.

⁵ Marktpreise für 2015 und 2016 entsprechen den Terminpreisen der Preiszone CH per 4. März 2015. Die Marktpreise 2017 bis 2021 entsprechen jenen der Preiszone Deutschland per 4.3.2015, plus Spread CH-DE gemäss den Terminpreisen 2016.

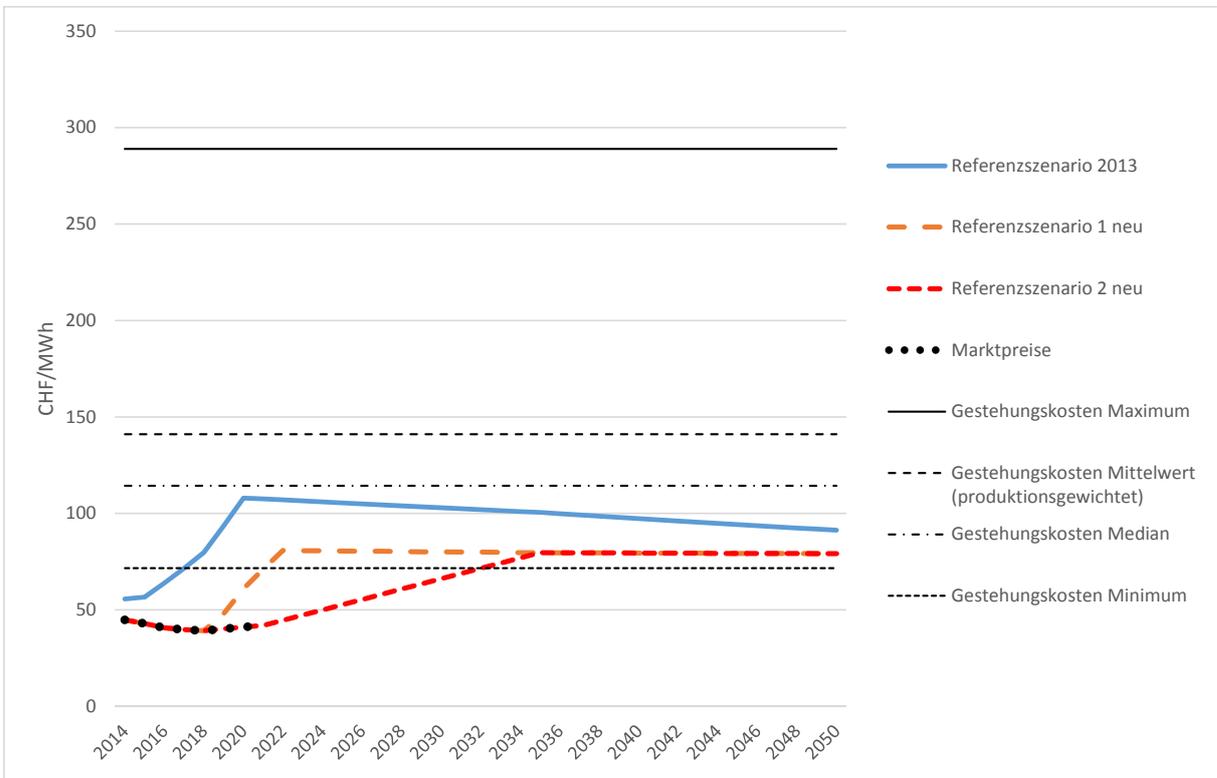


Abbildung 5: Gestehungskosten der untersuchten Projekte und aktualisierter Verlauf möglicher Strompreisentwicklungen (Wechselkurs 1.07 CHF/Euro).

Die Überprüfung der Resultate zeigt, dass:

- im „Referenzszenario 1 neu“ eines der 25 Projekte rentabel ist, im „Referenzszenario 2 neu“ hingegen alle Projekte unrentabel sind.
- die Wirtschaftlichkeit aller Projekte mit den neuen Preiskurven deutlich abnimmt.
- die Projekte somit aus wirtschaftlichen Gründen verzögert werden dürften.
- die Erträge auch am langen Ende der Preiskurve als schlechter beurteilt werden, aufgrund des neu angenommenen Wechselkurses die Unternehmen jedoch durch den schwächeren Euro mit tieferen Investitionskosten rechnen können (Import von Kraftwerkskomponenten).

4. Fazit aus der Überprüfung (Anpassung Wechselkurs) der Studie zu den Perspektiven der Grosswasserkraft

Die Überprüfung der Studie zeigt, dass vor allem der Verlauf der Strompreisentwicklung zu optimistisch modelliert worden ist. Die grosse Differenz zwischen den Terminpreisen und dem Fundamentalpreis (jenem Preis, der innerhalb des Modells aufgrund der Rahmendaten wie Öl-, Gas-, Kohle- und CO₂-Preis sowie des Wechselkurses bestimmt worden ist; Tabelle 1) ist hauptsächlich auf die Entwicklung des Gas-, Kohle- und CO₂-Preises – und nicht der Frankenstärke – zurückzuführen.

Die CO₂-Preise im europäischen Emissionshandelssystem verharren auf tiefem Niveau. Dies aufgrund der EU-Finanz- und Wirtschaftskrise und der Förderung erneuerbarer Energien. Hinzu kommt, dass

unkonventionelle Gasförderung und sinkende Nachfrage nach Kohle in den USA – dies aufgrund des erfolgreichen Schiefergasabbaus – den Preis für Kohle in Europa soweit sinken liessen, dass alte und bereits abgeschriebene Kohlekraftwerke wieder rentieren.

Die Frankenstärke trifft vor allem die bestehende Wasserkraft, da die Aufhebung der Euro-Untergrenze den Effekt sinkender Margen im Stromhandel zusätzlich verstärkt. Im Handel fallen die Erträge in Euro, die Kosten für die Stromproduktion jedoch in Franken an.

Die in der Studie betrachteten Grosswasserkraftvorhaben sind über einen Zeithorizont von 10 Jahren geplant (2015 bis 2025). Bis 2020 ist kaum mit einer Erholung der Preise an den Strommärkten zu rechnen. Es ist daher auch nicht anzunehmen, dass allein aufgrund der Frankenstärke die Investitionen in den Zu- und Ausbau der Grosswasserkraft zurückgestellt werden. Ausschlaggebend für die Investitionsentscheide sind vor allem die langfristig zu erwartenden Preisentwicklungen auf dem Strommarkt.

Der Nationalrat hat in der Beratung zur Energiestrategie die Förderung der Grosswasserkraft über Investitionshilfen in der Grössenordnung von 700 Millionen Franken, dies verteilt auf 20 Jahre und finanziert über den EnG-Zuschlag, beschlossen.

BFE, 10.3.2015