

Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark

Zusammenfassung, 16. Januar 2004



Lavaterstrasse 66
CH-8002 Zürich

Tel. 01 286 75 86 Fax. 01 286 75 76
walter.ott@econcept.ch www.econcept.ch



CONSENTec Consulting für
Energiewirtschaft und -technik GmbH
Krantzstr. 7, D-52070 Aachen

Tel. +49 241 93836-0, Fax. +49 241 93836-15
info@consentec.de www.consentec.de

Institut für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft der RWTH Aachen
Schinkelstr. 6, D-52056 Aachen

Tel. +49 241 80-97652, Fax. +49 241 80-92197
haubrich@iaew.rwth-aachen.de
www.iaew.rwth-aachen.de

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern
Forschungsprogramm 'Energiewirtschaftliche Grundlagen'

Auftragnehmer:

e c o n c e p t Forschung, Beratung, Projektmanagement
Lavaterstrasse 66, 8002 Zürich, Tel. + 41 1 286 75 75, Fax. +41 1 286 75 76
walter.ott@econcept.ch, www.econcept.ch

CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH
Krantzstr. 7, D-52070 Aachen
Tel. +49 241 93836-0, Fax. +49 241 93836-15, info@consentec.de, www.consentec.de

IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft RWTH Aachen
Schinkelstr. 6, D-52056 Aachen
Tel. +49 241 80-97652, Fax. +49 241 80-92197,
haubrich@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Autoren:

Walter Ott	Lic. oec. publ., dipl. El. Ing. ETH, Raumplaner ETH/NDS, Projektleitung, (e c o n c e p t A G)
Martin Baur	Dr. rer. soc. oec. (e c o n c e p t A G)
Wolfgang Fritz	Dr.-Ing. (CONSENTEC)
Christian Zimmer	Dr.-Ing. (CONSENTEC)
Jörg Feldmann	Dipl.-Ing. (CONSENTEC)
Hans-Jürgen Haubrich	Prof. Dr.-Ing. (IAEW)
Gundolf Dany	Dr.-Ing. (IAEW)
Hagen Schmöller	Dipl.-Ing. (IAEW)
Thomas Hartmann	Dipl.-Ing. (IAEW)

Begleitgruppe:

Stefan Muster	Bundesamt für Energie, Energieversorgung
Romina Salerno	Bundesamt für Energie, Energieversorgung
Ruedi Meier	Energiewirtschaftliche Grundlagen
Gerhard Danioth	Amt für Energie Kt. Uri
Werner Graber	Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Walter Hauenstein	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Marcel Hayoz	AXPO/NOK
Robert Horbaty	ENCO GmbH, Suisse-Eole
Dr. Karl Imhof	ETRANS
Moritz Steiner	Präsident Energiefachstellenkonferenz, service cantonal de l'énergie, Kt. VS

Zusammenfassung

Ausgangslage und Untersuchungsziele

Die Windenergienutzung in Europa hat in den letzten Jahren massiv zugenommen. In Zukunft wird mit einem weiteren erheblichen Ausbau der Windenergiekapazitäten gerechnet. Weil das Windenergieangebot grundsätzlich stochastisch ist, muss es aufgrund des Wettergeschehens prognostiziert werden. Deswegen steigen die benötigten Regelungs- und Reservekapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Es stellt sich die Frage, inwieweit dadurch die Markt- und Erlöschancen für die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (SKW bzw. PSKW) verändert werden.

Zur Beantwortung dieser Frage wurde im Rahmen des Programmes "Energiewirtschaftliche Grundlagen" des Bundesamtes für Energie (BFE) eine Studie mit den folgenden Zielsetzungen veranlasst:

- Analyse der möglichen Veränderungen des europäischen Stromangebotes, vor allem bei einem vermehrten Angebot von Windkraft.
- Bestimmung des Stellenwertes von Spitzenstrom und Regelernergie im Rahmen neuer Angebotskonstellationen.
- Abschätzung des wirtschaftlichen Optimierungspotenzials des Einsatzes der Schweizer Wasserkraft für Spitzenstrom und Regelernergie.
- Evaluation optimaler institutioneller Arrangements für den nationalen Wasserkraftpark. Die Folgen einer Privatisierung der Wasserkraft sind einzubeziehen.
- Aufzeigen des Zusammenspiels mit dem nationalen Windkonzept und der UVEK-Nachhaltigkeitsstrategie.

Stromhandel mit Fahrplan- und Regelergielieferungen

Markt für Fahrplanenergie: Bis zu einer Vorlaufzeit von derzeit knapp einem Tag plant ein Versorgungsunternehmen die Versorgung des voraussichtlichen Verbrauchs seiner Kunden in Form von Fahrplänen. Der Handel mit Fahrplanenergie kann über börsliche Termin- und Spotmärkte oder in Form bilateraler Geschäfte erfolgen.

Regelenergiemarkt: Zum kurzfristigen Ausgleich unvorhergesehener Störungen des Leistungsgleichgewichts, z.B. infolge von Kraftwerksausfällen, unerwarteten Laständerungen oder nichtgeplanten Leistungsschwankungen von Windenergieanlagen, kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber **Regelleistung** und fordern im konkreten Bedarfsfall **Regelernergie** an. Für Versorgungsunternehmen besteht somit die Möglichkeit, am Markt für Fahrplanenergie und/oder am Regelenergiemarkt teilzunehmen.

Zurzeit bestehen erst in einzelnen Ländern Regelenergiemärkte (so z.B. in D, A, GB, F) mit jeweils individuellen Regeln für Ausschreibung, Vergabe und Abruf der Regelenergie. Für einen grenzüberschreitenden internationalen Regelenergiemarkt müssen noch diverse technisch-organisatorische Voraussetzungen geschaffen werden.

Der sogenannte **Intra-Day-Handel** könnte die Lücke zwischen **Spotmarkt (Day Ahead)** und **Regelenergiemarkt** füllen, indem Fahrplanlieferungen auch mit nur wenigen Stunden Vorlauf ermöglicht werden. Die Teilnahme am Intra-Day-Handel stellt künftig (und in gewissem Umfang auch bereits heute) eine weitere Option bei der Kraftwerkseinsatzplanung bzw. -einsatzstrategie dar.

Entwicklung der europäischen Stromversorgung und des Regelleistungsbedarfs

Als Basis für die quantitativen Untersuchungen zur Bewertung der schweizerischen Wasserkraft wurde die voraussichtliche **Entwicklung von Stromangebot und –nachfrage in Europa** für den Betrachtungszeitraum dieser Studie abgeschätzt. Eine Vielzahl bereits bestehender Prognosestudien wurde im Hinblick auf die vorliegende Fragestellung ausgewertet. Dabei war es erforderlich, trotz der heterogenen Informationsbasis eine in sich konsistente Entwicklung der bestimmenden Elemente des Elektrizitätsversorgungssystems (Struktur des Erzeugungsparks, Stromverbrauch etc.) zu beschreiben.

Unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten, der Windenergieentwicklung sowie der Zusammensetzung der konventionellen Erzeugungsparks ist eine Beschränkung des geographischen Betrachtungsbereichs auf die Länder Schweiz, Frankreich, Deutschland, Belgien, Niederlande, Dänemark, Österreich und Italien sinnvoll. Hinsichtlich des Windenergieausbaus differieren die verfügbaren Prognosen stark, was u. a. auf unterschiedliche Einschätzungen der künftigen politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, aber auch der Möglichkeiten zur Integration der Windenergieanlagen in die nationalen Verteilungs- und Übertragungsnetze zurückzuführen ist. Für die genannten Länder werden daher zwei Angebotsszenarien mit unterschiedlich starkem Windenergieausbau betrachtet, um den Einfluss dieser Unsicherheit auch im Zeitverlauf analysieren zu können. Der Einfluss weiterer Faktoren wird mittels Sensitivitätsanalysen unter Variation einzelner Parameter der Szenarien gezielt untersucht (s. u.).

Bis ins Jahr 2040 wird ein **Anstieg der installierten Windenergieleistung** von 10 GW im Jahr 2000 auf 65 GW (Minimalszenario) bzw. 115 GW (Maximalszenario) erwartet. Das ergibt einen signifikanten Anstieg der durch die Übertragungsnetzbetreiber vorzuhaltenden Regelleistung, der jedoch ausschliesslich die Tertiärregelreserve betrifft. Zur Quantifizierung des Regelleistungsbedarfs wurde ein Verfahren zur Betriebssimulation

eingesetzt, das die stochastische Überlagerung von Lastprognosefehler, Kraftwerksausfällen und Prognosefehler der Windenergieeinspeisung berücksichtigt. Durch den Ausbau der Windenergie steigt der **Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelleistung** im Zeitverlauf kontinuierlich von 20 GW im Jahr 2000 auf 28 GW (Minimalszenario) bis 50 GW (Maximalszenario) im Jahr 2040.

Methodik zur Bewertung des schweizerischen Wasserkraftwerksparks

Der wirtschaftliche Wert eines Wasserkraftwerksparks entspricht dem am Markt für Fahrplanenergie (Spot- und Terminmarkt) und für Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve) maximal erzielbaren Deckungsbeitrag. Bisher sind die Märkte für Regelenergie auf Grund des Fehlens europaweit einheitlicher technisch-organisatorischer Rahmenbedingungen sowie transparenter Marktregeln durch die marktbeherrschende Stellung einzelner Unternehmen geprägt. Das heutige Preisniveau kann insofern nicht als Basis für eine belastbare Prognose der Marktpreise bis 2040 herangezogen werden. Vielmehr ist in Anbetracht der zunehmenden Internationalisierung des Handels und des Eingreifens von Kartellbehörden und Regulatoren zu erwarten, dass der Wettbewerbsdruck steigen wird.

Marktgleichgewichtsmodell

Im Rahmen der Studie wird daher von der Annahme eines vollkommenen Marktes ausgegangen, d. h. von einer hinreichenden Anzahl von Marktteilnehmern, von vollständiger Transparenz und damit von vollkommener Konkurrenz. Für die beiden Windenergieszenarien wurde der Kraftwerkseinsatz aller betrachteten Länder, die einen Einfluss auf den schweizerischen Markt haben, simuliert. Dabei wurde die begrenzte Übertragungsfähigkeit des Verbundnetzes inklusive der Notwendigkeit, diese auf Fahrplanenergie und Regelleistung aufzuteilen, berücksichtigt. Ergebnis der Simulation ist die Deckung des Bedarfs an Fahrplanenergie, Regelleistung und der tatsächlich benötigten Regelenergie zu minimalen Gesamtkosten. Die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stellen dabei gut 1 % der Gesamtenergie und 14 % der insgesamt in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken installierten Leistung. Die sich daraus ergebenden hohen Anforderungen an das Optimierungsverfahren und die Notwendigkeit, bei der Modellierung den Vorteil der hydraulischen Kraftwerke bei der Bereitstellung von Reserve gegenüber den trägeren thermischen Blöcken zu erfassen, erfordern aufwändige Simulationsrechnungen.

Das Marktgleichgewichtsmodell, die statistisch erhobene Nachfrage in den betrachteten Ländern und die verfügbaren Kraftwerksleistungen nach Erzeugungstechnologie,

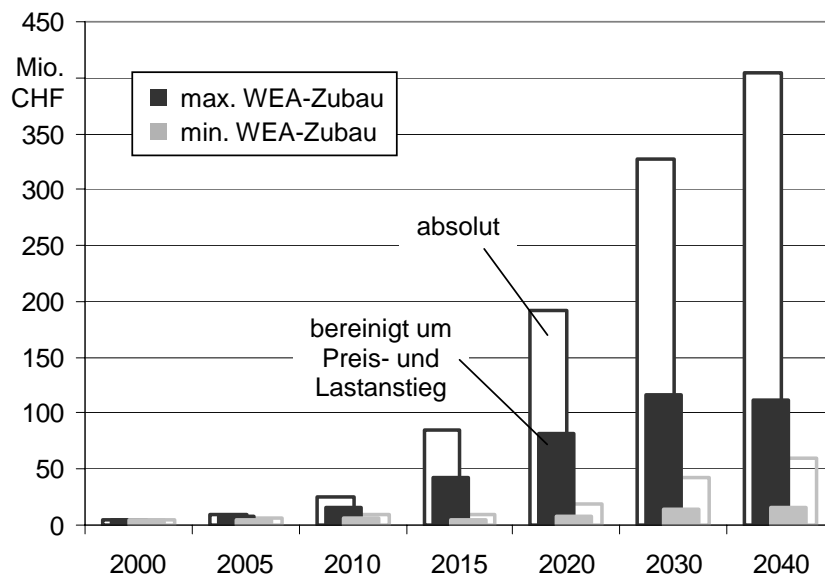
konnten durch Simulation des Ausgangsjahres 2000 und einen Vergleich des sich ergebenden Energieeinsatzes mit historischen Werten kalibriert und verifiziert werden.

Ansätze zur Bewertung der kostenbasierten Marktsimulationen

Zur Bewertung der Einsatz- und Ausbaustrategien der schweizerischen Wasserkraftwerke werden drei unterschiedliche Ansätze herangezogen. Der erste Ansatz wertet den sich im Gesamtsystem einstellenden **Kostenvorteil** aus. Die anderen beiden Ansätze basieren auf **Deckungsbeiträgen** der schweizerischen Wasserkraftwerke, d. h. auf der Differenz zwischen den Erlösen – im Fall eines vollkommenen Marktes also den Systemgrenzkosten – und den variablen Kosten. Dadurch wird es möglich, die Elastizität des Marktpreises bei einer Veränderung des Angebots zu berücksichtigen. Die planmäßig erzeugte elektrische Energie wird mit den Grenzkosten für Fahrplanelnergie vergütet, die Vorhaltung von Regelleistung mit den Grenzkosten für Regelleistung. Entsprechend erfolgt die Vergütung positiver Regelenergie, hingegen ist die Bewertung von negativer Regelenergie (Energieübernahme aus dem Netz) unklar. In realen Märkten wird in der Regel ein Preis von nahezu Null beobachtet, während in einem vollkommenen Markt erwartet werden kann, dass ein Kraftwerksbetreiber bei negativen Regelenergielieferungen für die übernommene Energie zumindest einen Teil der eingesparten variablen Kosten bezahlen würde. Um die theoretisch mögliche Bandbreite aufzuzeigen, wird daher im Folgenden der rein kostenbasierten Bewertung die Bewertung auf Basis von Deckungsbeiträgen mit symmetrischen (Vergütung positiver Regelenergie und In-Rechnung-Stellung negativer Regelenergie) und asymmetrischen Regelenergiepreisen (negative Regelenergie wird nicht verrechnet) gegenübergestellt.

Bewertung der Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internationalen Regelenergiemarkt

Zur Untersuchung des wirtschaftlichen Vorteils einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt wird eine Reihe von Marktsimulationen durchgeführt, jeweils mit und ohne grenzüberschreitende Vorhaltung von Regelleistung durch die schweizerischen Wasserkraftwerke. Die sich dabei ergebende absolute Differenz der Gesamtkosten in den betrachteten Ländern ist in Figur 1 durch die weiss gefüllten Säulen dargestellt. Sie kann als Abschätzung der durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt zusätzlich realisierbaren Erlöse angesehen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Nachbarländer der Schweiz nicht nur Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve haben, sondern diese genauso grenzüberschreitend bereitstellen können.

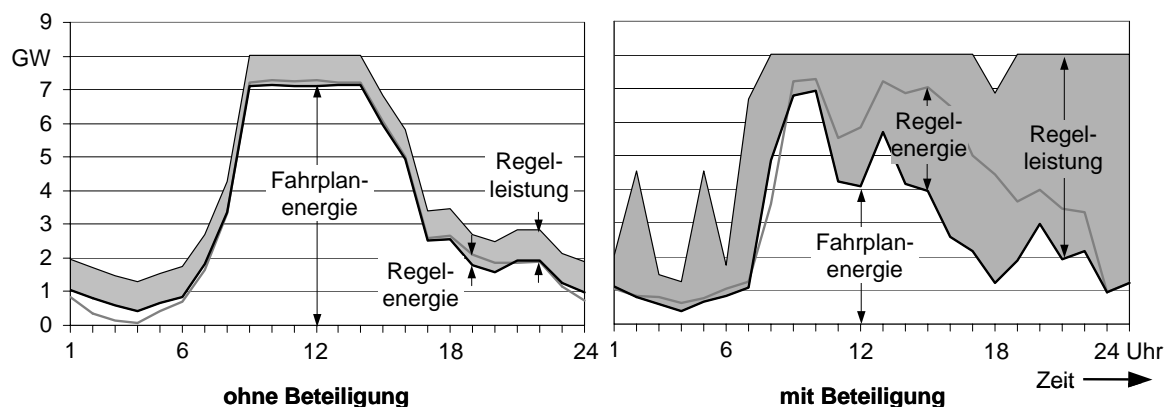


Figur 1: (System-) Kostenvorteil durch die Beteiligung der schweizerischen Wasserkraftwerke am internationalen Regelenergiemarkt

Kostenvorteil infolge der Beteiligung der Schweiz am Regelenergiemarkt

Der absolute System-Kostenvorteil steigt bei maximalem WEA-Zubau exponentiell an und erreicht im Jahr 2040 einen Wert von über 400 Mio. CHF. Diese Entwicklung muss vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass sich die Gesamtkosten zur Deckung der Nachfrage in den betrachteten Ländern auf Grund des Anstiegs der Last und der Primärenergiepreise bis zum Jahr 2040 vervierfachen. Figur 1 enthält daher zusätzlich den um den Last- und Preisanstieg bereinigten Kostenvorteil (grau ausgefüllte Säulen).

Figur 2 illustriert beispielhaft die Auswirkungen einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt für einen Werktag im Frühling des Jahres 2020. Während die Windprognose für die Morgenstunden dieses Tages relativ tief ist, wird für die zweite Tageshälfte in Deutschland eine Windenergieeinspeisung von über 12 GW erwartet. Um sich an der Deckung des daraus resultierenden Bedarfs an Regelleistung beteiligen zu können, verringern die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke die Ausrichtung ihrer Fahrplanenergielieferungen auf die Hochlaststunden. Dadurch steht mehr freie Turbinenleistung für die Tertiärregelung zur Verfügung und andere Anbieter werden verdrängt. Die hohen Regelenergielieferungen am Nachmittag zeigen, dass die Windenergieeinspeisung in Deutschland an diesem Nachmittag deutlich geringer ausfiel als prognostiziert.



Figur 2: Änderung des Einsatzes der schweizerischen SKW und PSKW an einem Werktag im Frühling 2020 durch Beteiligung am internationalen Regelenenergiemarkt (maximaler WEA-Zubau)

Auswirkungen der Regelenenergieproduktion auf Schwall- und Sunkeffekte

Häufige Schwankungen bei der Produktion von Regelenenergie, jedoch auch die verstärkte Ausrichtung der Produktion auf die Höchstlaststunden im Fahrplanbetrieb, verursachen prinzipiell stärkere Schwall- und Sunkerscheinungen. Derzeit existiert noch kein allgemein anerkanntes Mass für deren Quantifizierung. Im Rahmen der Simulationen wurde als Bewertungsmaßstab die Volatilität der stündlichen Durchflüsse aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke herangezogen. Durch die Beteiligung am internationalen Regelenenergiemarkt steigt die Volatilität der Abflüsse bis zum Jahr 2020 um 9 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2000. Dieser vergleichsweise geringe Anstieg lässt sich auf die niedrige Leistungsänderungsgeschwindigkeit grossräumig verteilter WEA-Kollektive zurückführen.

Sensitivitätsanalysen

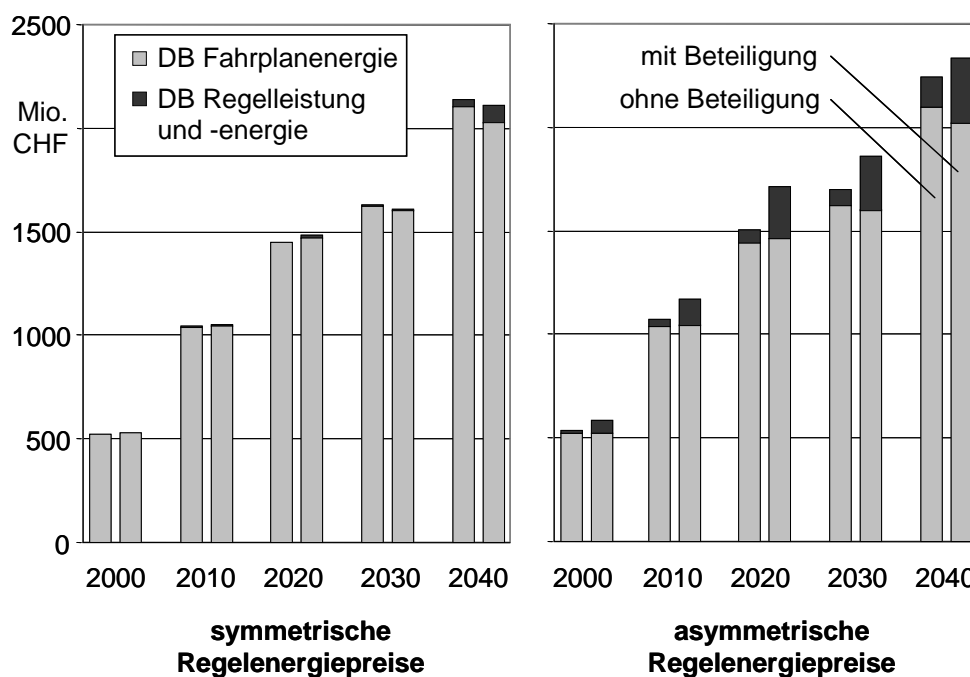
Die den Untersuchungen zugrunde liegenden Entwicklungsszenarien des Stromversorgungssystems sind mit einer Vielzahl von Unsicherheiten behaftet (Preise von Primärenergie und künftigen CO₂-Zertifikaten, Ausmass des technischen Fortschritts, Entwicklung von Kraftwerkspark und Übertragungskapazitäten). Die Sensitivität der Bewertungsergebnisse gegenüber diesen Unsicherheiten wurde mit zusätzlichen Simulationen analysiert. Hierzu wurden die unterschiedlichen Einflussfaktoren entsprechend ihrer relevanten Systemwirkung strukturiert und in Form von Varianten dem Bezugsfall – Jahr 2020 bei maximalem Windenergieausbau – gegenübergestellt.

Wirkungsgradsteigerungen oder eine **geringere Nachfrage** führen erwartungsgemäss zum Absinken der Gesamtkosten im Erzeugungssystem, während die Einführung von **CO₂-Zertifikaten** oder eine **höhere Nachfrage** den umgekehrten Effekt haben. Wird jedoch der sich aus einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenenergiemarkt ergebende Kostenvorteil um Preis- und Laständerungen bereinigt, so erweist

sich dieser als äusserst robust gegenüber den im System auftretenden Unsicherheiten. Lediglich eine Verdopplung des Anteils schnellstartbarer Kraftwerke sowie eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten um 50 % führen zu einem deutlichen Absinken des Kostenvorteils. In beiden Fällen ist es letztlich die grössere Konkurrenz am Markt für Regelernergie, welche die Position der schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke verschlechtert.

Veränderung der Deckungsbeiträge durch eine Teilnahme am Regenergiemarkt

Während Figur 1 die Entwicklung des **Kostenvorteils** durch die Beteiligung der Schweiz am internationalen Regenergiemarkt veranschaulicht, zeigt Figur 3 die Bewertung der Simulationsergebnisse auf der Basis von **Deckungsbeiträgen für SKW/PSKW** beim Szenario mit maximalem WEA-Zubau. Die linken Säulen stehen jeweils für den Fall, dass die Schweiz sich nicht am internationalen Regenergiemarkt beteiligt, die rechten für den Fall einer Beteiligung.



Figur 3: Absoluter Deckungsbeitrag (DB) der schweizerischen SKW und PSKW ohne (linke Säulen) und mit (rechte Säulen) Beteiligung am internationalen Regenergiemarkt (bei maximalem WEA-Zubau)

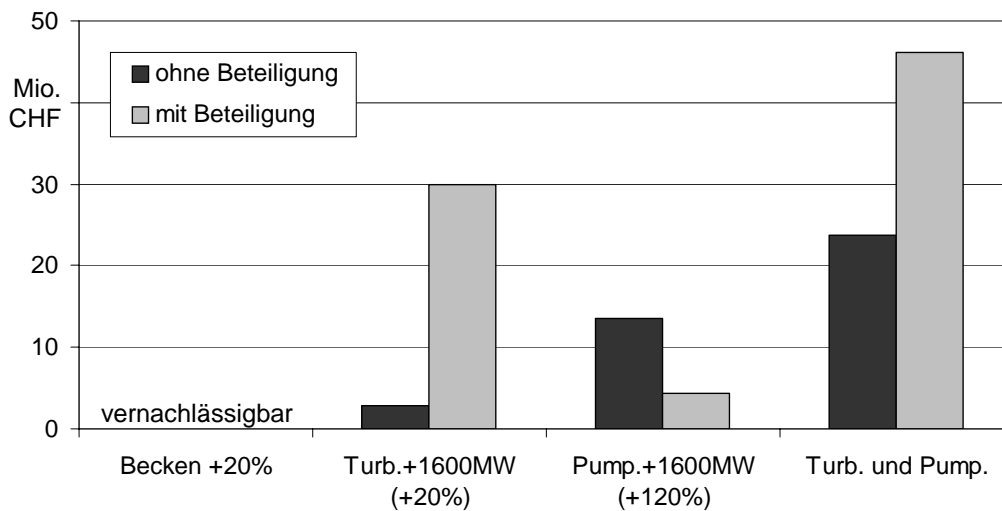
Die durch die Lieferung von Fahrplanenergie erzielten Deckungsbeiträge steigen bei einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regenergiemarkt bis 2020 leicht an. Auf Grund der sinkenden Systemgrenzkosten infolge der Beteiligung der Schweiz am internationalen Regenergiemarkt fallen sie nach 2020. Demgegenüber ist der aus der Vorhaltung von Regelleistung erwirtschaftete Deckungsbeitrag vernachlässigbar.

Ursache dafür ist die verhältnismässig grosse verfügbare Regelleistung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie von schnellstartbaren Blöcken ohne Zusatzkosten in den übrigen betrachteten Ländern. Das ergibt äusserst geringe Grenzkosten für **Regelleistung**. Da der Erwartungswert von Last- und Windprognosefehler Null ist, heben sich zudem die aus der Lieferung von Regelenergie erzielten Deckungsbeiträge im Fall symmetrischer **Regelenergiepreise** weitgehend auf. Die Wahrscheinlichkeit eines Regelenergiemarktes mit symmetrischen Preisen wird als gering eingeschätzt, weshalb es sich hierbei nur um eine theoretische untere Grenze für die geschätzten Deckungsbeiträge handeln dürfte. Bei asymmetrischer Bewertung von Regelenergielieferungen ergibt sich hingegen eine signifikante Erhöhung der Deckungsbeiträge durch die Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt.

Bewertung von Ausbauvarianten für die schweizerische Wasserkraft

Die Produktionserhöhungspotenziale der schweizerischen Wasserkraft sind beschränkt. Eine Auswertung verschiedener Studien hat ergeben, dass für SKW und PSKW bis 2025 Produktionserhöhungspotenziale von maximal 1'400 GWh/a bestehen. Die momentane Ertragssituation auf dem Strommarkt und die Bestimmungen des revidierten Gewässerschutzgesetzes machen die Realisierung dieser Potenziale bis auf Weiteres wenig wahrscheinlich. Diese Studie untersucht, wie weit sich die Bewertung dieser Ausbaupotenziale durch eine Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt verändert.

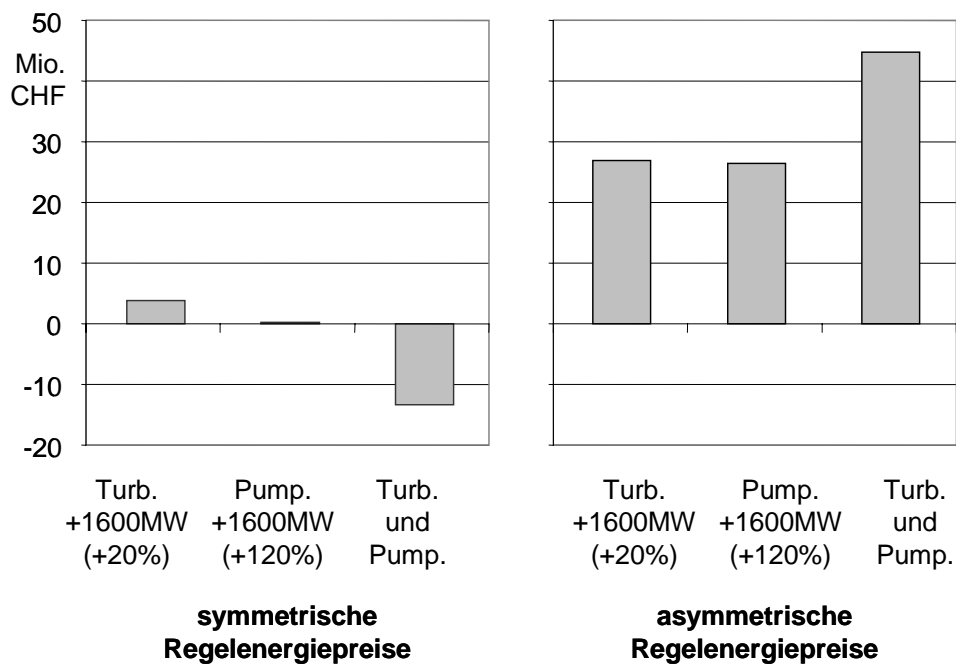
Die Untersuchungen erfolgen am Beispiel des Jahres 2020 bei maximalem WEA-Zubau und unter der Annahme, dass alle Kraftwerke des betrachteten Samples anteilig ausgebaut werden. Figur 4 zeigt den sich für die verschiedenen Varianten ergebenden **Kostenvorteil** ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt.



Figur 4: Kostenvorteil verschiedener Ausbauvarianten im Jahr 2020 ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (bei max. WEA-Zubau)

Der Ausbau der Speichervolumina alleine ergibt keinen nennenswerten (System-) Kostenunterschied. Hingegen führt eine Erhöhung der Turbinenleistung insbesondere bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt zu einem deutlichen Kostenvorteil, da zusätzliche Regelleistung ohne zusätzliche variable Kosten zur Verfügung steht. Ein Ausbau der Pumpleistung lohnt sich vor allem in Verbindung mit einer Erhöhung der Turbinenleistung. Dadurch wird es möglich, die Erzeugung noch stärker auf die Hochlastzeiten auszurichten.

Figur 5 zeigt die Änderung des **Deckungsbeitrags** durch die verschiedenen Ausbauvarianten bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt. Im Falle symmetrischer Regelenergiepreise sind die zusätzlich erzielbaren Deckungsbeiträge vernachlässigbar, bei gleichzeitigem Ausbau von Turbinen- und Pumpleistung kommt es sogar zu einer Verringerung des Deckungsbeitrags. Hier macht sich wieder der gegenüber dem Angebot elastische Marktpreis bemerkbar. Bei asymmetrischer Bewertung der Regelenergie führen hingegen alle drei Ausbauvarianten zu einer deutlichen Erhöhung der erwirtschaftbaren Deckungsbeiträge.



Figur 5: Erhöhung des Deckungsbeitrags der schweizerischen SKW und PSKW durch verschiedene Ausbauvarianten bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (im Jahr 2020 bei maximalem WEA-Zubau)

Folgerungen und Empfehlungen

Steigende Marktchancen für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Allein schon die Zunahme der Elektrizitätsnachfrage und die prognostizierte Entwicklung von Kraftwerkspark und fossilen Primärenergiepreisen werden in Zukunft die wirtschaftliche Position der schnell regulierbaren Energie aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken (SKW/PSKW) verbessern. Wenn in Europa die Windenergie im Ausmass der hier geprüften Szenarien ausgebaut wird, ergibt sich zusätzlich eine stark steigende Nachfrage nach **Tertiärregelreserve**.

Die Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt ist attraktiv

Die Analysen mit zwei unterschiedlichen Windenergieszenarien zeigen, dass sich die Teilnahme der schweizerischen PSKW/SKW am entstehenden internationalen Regelenergiemarkt lohnt. Die Höhe des wirtschaftlichen Vorteils hängt jedoch vom Ausmass des Windenergieausbaus und vom Markt ab, der sich für Regelenergielieferungen herausbildet.

Grundsätzlich lohnen sich Regelenergielieferungen bei beiden analysierten **Windenergie-Ausbauszenarien**. Beim Szenario mit schwächerem Windenergieausbau sind die **Kosteneinsparungen**, die sich durch die Teilnahme der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt in den betrachteten Ländern ergeben und damit die zu erwartenden zusätzlichen Erlöse für die schweizerischen Wasserkraftwerksbetreiber jedoch begrenzter, da der Bedarf an Regelenergie entsprechend geringer ist. Der sich im betrachteten System (D, DK, NL, B, F, I, A, CH) ergebende Kostenvorteil durch Regelenergielieferungen aus den schweizerischen SKW/PSKW steigt – bereinigt um den Anstieg der Last und der Primärenergiepreise – je nach Windszenario bis 2040 von 5 auf 15 Mio. CHF/a (Windausbau auf 65 GW) bzw. von 5 auf 115 Mio. CHF/a (Windausbau auf 115 GW). Wieweit die Stromkonsumenten und wieweit die schweizerischen SKW/PSKW-Produzenten davon profitieren würden, hängt von der Elastizität der Nachfrage und den Marktverhältnissen ab.

Dies zeigt sich bei der Bewertung der wirtschaftlichen Vorteile anhand von **Deckungsbeiträgen**: Hierzu wurden die Preise mit Hilfe der Systemgrenzkosten als Preisuntergrenze abgeschätzt. Die Höhe der zusätzlichen Deckungsbeiträge der schweizerischen SKW/PSKW bei einer Teilnahme am Regelenergiemarkt hängt entscheidend davon ab, wie negative Regelenergielieferungen vergütet werden. Werden positive und negative Regelenergielieferungen symmetrisch vergütet bzw. belastet, dann lohnt sich eine Teilnahme am Regelenergiemarkt für schweizerische Produzenten gegenüber Fahrplanlieferungen kaum. Wird jedoch für negative Regelenergielieferungen (= Energiebezüge aus dem Netz) keine Vergütung fällig, dann steigen die Deckungsbeiträge bei maximalem Windenergieausbau um +4% bis +15%.

In den aktuellen Regelenergie-Teilmärkten in Deutschland sind die Regelenergievergütungen asymmetrisch. Daher wären Regelenergielieferungen zurzeit wirtschaftlich attraktiv. Sie sind unter diesen Umständen vorteilhafter als Fahrplanlieferungen und eröffnen zusätzliche unternehmerische Möglichkeiten. Es ist jedoch zu erwarten, dass sich die hohen aktuellen Regelenergiepreise bei zunehmendem Wettbewerb in Richtung Grenzkostenniveau verändern werden (das deutsche Bundeskartellamt beobachtet zurzeit die BRD-Regelenergiemärkte). Wir gehen allerdings davon aus, dass die Regelenergiepreise auch in Zukunft in einem gewissen Mass asymmetrisch bleiben werden, damit ein Anreiz zur Bereitstellung von Regelleistung und -energie besteht. In dieser Situation empfiehlt sich für die schweizerischen SKW-/PSKW-Betreiber, die noch erforderlichen Voraussetzungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt umgehend zu schaffen und den Regelenergiemarkt zu erschliessen. So kann von den hohen aktuellen Preisen profitiert und eine starke Marktposition für die Zukunft aufgebaut werden. Für die Schweiz dürfte dabei auch in Zukunft Deutschland der wichtigste Markt bleiben, denn A, I, und F haben genügend eigene SKW/PSKW-Kapazitäten und sind tendenziell Konkurrenten der Schweiz.

Marktgerechte Bewirtschaftungs- und Eigentümerstrategie für Partnerwerke

Viele Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind Partnerwerke. Sie sind im Besitz mehrerer EVU-Aktionäre, die die Produktionsmöglichkeiten der Partnerwerke nach Massgabe ihres Aktienanteils nutzen können. Einer der Aktionäre fungiert als Betriebsführer, welcher aufgrund der Nominierungen der Partner täglich den Fahrplan für den Betrieb des Werkes zusammenstellt. Bei der aktuellen Bewirtschaftungsweise können Partnerwerke am Regelenergiemarkt nicht ohne weiteres als ein Anbieter mit ihrem vollen Leistungsbereitstellungs- und Produktionspotenzial auftreten. Das Partnerwerkmodell erweist sich hier als schwerfällig und verursacht hohe Transaktionskosten. Zur besseren Ausrichtung der Partnerwerke auf den Regelenergiemarkt sind zwei Ansätze denkbar:

Der Betriebsführer als "Portfoliomanager": Übergabe der Bewirtschaftung des Partnerwerkes an den Betriebsführer auf der Basis einer gegenseitigen Vereinbarung. Die Partner partizipieren am finanziellen Erfolg und an den mit der Bewirtschaftung verbundenen Chancen und Risiken nach Massgabe ihrer Aktienanteile: Es sind diverse **Mischformen** denkbar, von der Begrenzung der übrigen Partner auf eine rein anteilmässige Partizipation am finanziellen Ergebnis, über Vereinbarungen mit Bewirtschaftungsrichtlinien zu Vorzugsklauseln (die Partner könnten beispielsweise das 'Vorbezugsrecht' für Energielieferungen haben, zu marktkonformen Konditionen).

Neuordnung der Eigentümerstruktur mit nur noch einem Besitzer oder einem geschäftsführenden Hauptaktionär: Kauf der Beteiligungen der Partner durch den nachmaligen Allein-/Hauptaktionär oder durch Kauf/Tausch von Aktien unterschiedlicher Werke unter den Partnern, mit dem Ziel, pro Werk nur noch einen (Haupt-) Aktionär zu haben. Dabei müsste allerdings die schwierige Frage der einvernehmlichen Bewertung der Partnerwerkanteile gelöst werden; kurzfristig erscheint daher der Ansatz des „Portfoliomanagers“ praktikabler.

Genügen die Netzkapazitäten für vermehrte Regelenergielieferungen?

Der Hauptmarkt für windenergiebedingte Regelenergielieferungen aus der Schweiz ist Deutschland. Die Kapazitäten für positive Regelenergielieferungen von der Schweiz nach Deutschland sind zurzeit ausreichend. Wegen des kontinuierlichen Nord-Süd-Flusses von Deutschland über die Schweiz nach Italien treten jedoch bereits heute zwischen Deutschland und der Schweiz gelegentlich Netzengpässe auf. Daher sind negative Regelenergielieferungen (d.h. die Übernahme von Überschussenergie aus deutschen Netzen) eher problematisch.

Beim angenommenen Wachstum der Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz und nach der Ausserbetriebnahme von KKW-Kapazitäten werden in Zukunft die Importe zunehmen, falls nicht zusätzliche Produktionskapazitäten in der Schweiz erstellt werden. Oh-

ne Netzausbauten vermindern sich dadurch die freien Kapazitäten für die Bereitstellung negativer Regelleistung.

Ausbaupotenziale für zusätzliche Regelleistungslieferungen

Schon aus ökologischen Gründen sind die Produktionserhöhungspotenziale bei SKW beschränkt. Die Vergrößerung von Speichervolumina im Zusammenhang mit der Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist nach den hier durchgeführten Untersuchungen zudem auch wirtschaftlich nicht attraktiv. Realistische und wirtschaftlich vorteilhafte Potenziale bestehen jedoch bei Leistungserhöhungen in bestehenden SKW-Dispositiven zur Konzentration der Produktion auf die Höchstlastperioden (vgl. die Leistungserhebungsprojekte Bieudron/Grand Dixence und KWO+) sowie allenfalls der Bau zusätzlicher Pumpspeicherkapazitäten in bestehenden Anlagendispositiven mit geringen zusätzlichen ökologischen Eingriffen (z.B. KWO+). SKW-Erneuerungen und -Erweiterungen (bei einer Veränderung der Gewässernutzung) erfordern i. d. R. eine Erneuerung der Wasserrechtskonzession. Dabei müssen die Restwasservorschriften gemäss Gewässerschutzgesetz eingehalten werden. Unter Umständen fällt ein Teil der bestehenden Anlagen heim bzw. verursacht Heimfallverzichtsentschädigungen. Zudem besteht die Möglichkeit, dass weitere, kostenwirksame Konzessionsbestimmungen in die Erneuerung der Wasserrechtsverleihung aufgenommen werden.

Ist die Liberalisierung des Schweizer Strommarktes eine Voraussetzung?

Die formale Situation für internationale Geschäfte ist nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes durch das Schweizer Volk derzeit unklar. Die laufenden Abklärungen für eine neue Elektrizitätswirtschaftsordnung (EIWO) werden voraussichtlich zum Vorschlag einer Öffnung des Zugangs zum schweizerischen Übertragungsnetz führen. Allerdings sind die schweizerischen EVU bereits heute auf Großhandelsebene voll in den internationalen Strommarkt integriert. Die Teilnahmemöglichkeit an internationalen Regelleistungsmärkten hängt somit voraussichtlich stärker von der Beseitigung technisch-organisatorischer Hemmnisse (z. B. Viertelstundenraster für grenzüberschreitenden Stromaustausch, Anpassung von Vergabe- und Abruffristen, Einrichtung von Verfahren zur abgestimmten Vergabe von Übertragungsrechten für Fahrplan- und Regelleistung) ab als vom Fortschritt der nationalen Liberalisierung.

Ökologische Probleme der Regellenergieproduktion

Neben dem oben erwähnten ökologischen Konfliktpotenzial bei PSKW/SKW-Erneuerungen und Erweiterungen sind Schwall- und Sunkerscheinungen aufgrund häufiger werdender Produktionsschwankungen zu beachten. Die Untersuchungen zeigen, dass die windenergiebedingte Zunahme der Volatilität der Abflusspegel bei integraler Betrachtung der schweizerischen PSKW/SKW begrenzt ist. Je nach lokalen Abflussver-

hältnissen können die gewässerökologischen Beeinträchtigungen durch Schwall-/Sunk bei einzelnen Zentralen jedoch deutlich zunehmen. Die meisten heutigen Massnahmen der Schwall-/Sunkreduktion beeinträchtigen die Kapazität für Regelenergielieferungen (langsames An-/Zurückfahren der Turbinen, geringere Produktionsschwankungen) oder verursachen hohe Zusatzinvestitionen (Ausgleichsbecken, etc.). Die Bedeutung von Schwall-/Sunkereignissen muss folglich am Einzelfall noch genauer untersucht werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass derzeit noch keine allgemeingültige Definition von Kenngrössen zur Bewertung von Schwall-/Sunk besteht.

Der Einfluss des nationalen Windenergiekonzeptes und der UVEK-Nachhaltigkeitsstrategie auf Regelenergielieferungen

Das **Windenergiepotenzial der Schweiz** ist im internationalen Kontext vernachlässigbar: EnergieSchweiz strebt bis 2010 ein Ziel von 50 – 70 MW Windenergie an. Der dadurch verursachte Regelenergiebedarf kann durch die grossen inländischen Regelkapazitäten von SKW sichergestellt werden, ohne dass dadurch die Exportmöglichkeiten von Regelenergie massgeblich beeinträchtigt würden.

Eine verstärkte Ausrichtung der SKW/PSKW auf die Regelenergiemärkte wie auch auf die Höchstlastperioden steht weitgehend in Übereinstimmung mit der **UVEK – Nachhaltigkeitsstrategie** (Sachziele Energie). Insbesondere die wirtschaftliche Nachhaltigkeit kann bei der hier angenommenen Entwicklung der Rahmenbedingungen durch Regelenergielieferungen erhöht werden. Gewisse Zielkonflikte mit der ökologischen Nachhaltigkeit bestehen bei Ausbauten oder Erweiterungen sowie bei einer Zunahme der Schwall-/Sunkproblematik.

Résumé

Situation initiale et objectifs de l'étude

L'énergie éolienne a connu ces dernières années une très forte croissance en Europe, une tendance appelée à se poursuivre à l'avenir. L'offre d'énergie éolienne étant par définition aléatoire, les prévisions éoliennes se basent obligatoirement sur des données et des observations météorologiques passées. C'est la raison pour laquelle les capacités de réglage et de réserve nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement sont plus importantes dans ce secteur. L'on est en droit de se demander dans quelle mesure une telle situation est susceptible d'influer sur les opportunités commerciales et les recettes des centrales suisses à accumulation ainsi que des centrales à pompe-turbinage.

Pour le savoir, une étude a été menée dans le cadre du programme «Fondements de l'économie énergétique» de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Les objectifs poursuivis par cette étude sont les suivants :

- Analyse des changements possibles de l'offre européenne de courant électrique, surtout dans la perspective d'une augmentation de l'offre d'énergie éolienne.
- Détermination de l'importance du courant de pointe et de l'énergie de réglage dans le contexte de la nouvelle configuration de l'offre.
- Estimation du potentiel d'optimisation économique du recours à l'énergie hydroélectrique suisse comme courant de pointe et énergie de réglage.
- Evaluation des meilleurs arrangements institutionnels concernant le parc hydroélectrique national. Il convient de tenir compte, à cet égard, des conséquences d'une privatisation de l'énergie hydroélectrique.
- Démonstration des interactions avec le concept national de l'énergie éolienne et la stratégie du DETEC en matière de développement durable.

Le commerce de l'électricité du point de vue des livraisons prévisionnelles et des livraisons d'énergie de réglage

Marché de l'énergie prévisionnelle: Jusqu'à un délai de planification de la production s'élevant actuellement à près d'un jour, les entreprises d'approvisionnement électrique (EAE) établissent des programmes prévisionnels prévoyant une production de courant électrique à même de couvrir la consommation probable de leurs clients. L'énergie prévisionnelle peut être négociée soit à la bourse (sur les marchés à terme ou au comptant), soit par le biais de transactions bilatérales.

Marché de l'énergie de réglage: La compensation à court terme des perturbations inopinées de l'équilibre de puissance escompté, par exemple en raison de pannes de centrales, de changements de charge imprévisibles ou de fluctuations imprévisibles au niveau de la puissance des installations de production d'énergie éolienne, contrarie la **puissance de réglage** à disposition des exploitants de réseaux de transport ; en cas de besoins concrets, elle débouche sur une demande accrue d'**énergie de réglage**. De ce fait, les EAE ont parfois la possibilité d'écouler de l'énergie sur les marchés de l'énergie prévisionnelle et/ou de l'énergie de réglage.

Des marchés de l'énergie de réglage n'existent actuellement que dans certains pays (notamment l'Allemagne, l'Autriche, la Grande-Bretagne et la France), chacun appliquant ses propres règles en matière d'appel d'offres, d'adjudication et de demande d'énergie de réglage. Avant que ne s'établisse un véritable marché international de l'énergie de réglage, plusieurs conditions devront encore être remplies, aussi bien au niveau technique qu'au plan de l'organisation.

Le **commerce dit «Intra Day»** pourrait permettre de combler la lacune entre le **marché au comptant (Day Ahead)** et le **marché de l'énergie de réglage**. Pour y parvenir, il faudrait que les livraisons prévisionnelles deviennent possibles pour des termes de quelques heures seulement. Les perspectives de participation au commerce Intra Day représenteront à l'avenir (et, dans une mesure, représentent aujourd'hui déjà) une option supplémentaire en matière de planification d'affectation et de stratégie d'exploitation des centrales hydroélectriques.

Evolution de l'approvisionnement électrique et des besoins de puissance de réglage en Europe

Les analyses quantitatives concernant l'évaluation du parc hydroélectrique suisse sont fondées sur une probable **évolution de l'offre et de la demande de courant électrique en Europe** pour la période prise en compte par cette étude. Dans le contexte de la présente problématique, un certain nombre d'études prévisionnelles déjà disponibles ont été examinées. Malgré une base d'informations très hétérogène, il a fallu envisager la description d'un développement homogène de certains éléments du système d'approvisionnement électrique (structure du parc des installations électriques, consommation de courant, etc.).

Si l'on tient compte de facteurs tels que les capacités de transport, le développement de l'énergie éolienne ainsi que la composition du parc des installations électriques classiques, il semble pertinent de limiter aux pays suivants l'étendue géographique de l'étude: Suisse, France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Danemark, Autriche et Italie. En ce qui concerne le développement de l'énergie éolienne, les prévisions disponibles présentent de fortes variations, ce qui découle notamment, d'une part, de divergences d'estimation des futures conditions-cadre politico-économiques, mais également des possibilités d'intégration des installations de production d'énergie éolienne dans les réseaux nationaux de distribution et de transport d'électricité. Pour les pays précédemment cités, deux scénarios d'offres, impliquant différents niveaux de développement de l'énergie éolienne, sont donc examinés afin d'être en mesure d'analyser puis, au fil du temps, de passer en revue la portée des incertitudes. L'impact d'autres facteurs est par ailleurs examiné de manière ciblée par des études de sensibilité s'appuyant sur une variation des différents paramètres des scénarios (cf. ci-après).

D'ici 2040, la **croissance de la puissance éolienne installée** devrait passer de 10 GW en 2000 à 65 GW (scénario minimal) resp. 115 GW (scénario maximal). Il en résultera une augmentation significative de la puissance de réglage nécessaire aux exploitants des réseaux de transport, laquelle ne concerne toutefois que la seule réserve de réglage tertiaire. La quantification des besoins de puissance de réglage a été

réalisée à l'aide d'une procédure de simulation d'exploitation prenant en compte la superposition périodique aléatoire d'erreurs de prévisions de charge, de pannes de centrales électriques et d'erreurs prévisionnelles en matière d'injection de courant éolien sur le réseau. Le développement de l'énergie éolienne fera croître la **demande de puissance de réglage secondaire et tertiaire** de manière continue au fil du temps, soit de 20 GW en l'an 2000 à 28 GW (scénario minimal) voire 50 GW (scénario maximal) en 2040.

Méthodologie d'évaluation du parc des centrales hydroélectriques suisses

La valeur économique d'un parc de centrales hydroélectriques correspond à la contribution de couverture maximale réalisable sur le marché pour l'énergie prévisionnelle (marché au comptant et marché à terme) et l'énergie de réglage (réserve de réglage primaire, secondaire et tertiaire) générées. Faute de conditions-cadre uniformes dans toute l'Europe au niveau technique ainsi qu'en matière d'organisation et en l'absence de règles de transparence du marché, le commerce de l'énergie de réglage est aujourd'hui marqué par la position dominante de certaines entreprises. Le niveau actuel des prix ne peut donc, de ce fait, servir de base à des prévisions solides des prix du marché jusqu'en 2040. L'internalisation croissante du marché électrique, les interventions de certains offices des cartels et les effets régulateurs du marché devraient toutefois déboucher sur une croissance de la pression concurrentielle.

Modèle d'équilibre du marché

Dès lors, l'étude repose sur le principe d'un marché idéal, c'est-à-dire d'un nombre suffisant d'acteurs du marché, d'une transparence totale et, en conséquence, d'une compétitivité parfaite. Les deux scénarios relatifs à l'énergie éolienne simulent le recours à des centrales électriques de tous les pays concernés, soit ceux qui ont une influence sur le marché suisse. Dans ce contexte, l'étude tient également compte de la capacité de transport limitée du réseau d'interconnexion, de même que de la nécessité de répartir les capacités de transport entre énergie prévisionnelle et puissance de réglage. Le résultat de cette simulation est une couverture des besoins d'énergie prévisionnelle, de puissance de réglage et d'énergie de réglage effectivement consommée pour des coûts globaux minimaux. Les centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage représentent au moins 1 % de l'énergie totale et 14 % de la puissance totale installée des centrales à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage. Les exigences élevées qui en résultent en matière de procédure d'optimisation, de même que la nécessité d'intégrer dans les modèles les avantages qu'offrent les centrales hydroélectriques, au niveau de la mise à disposition de réserves, par rapport aux centrales à couplage chaleur-force, plus indolentes, font appel à de longs et complexes calculs de simulation.

Le modèle d'équilibre du marché, les niveaux de la demande dans les pays considérés – relevée de manière statistique – et les puissances disponibles des centrales en fonction de la technologie de production électrique utilisée ont pu être calibrés et vérifiés par simulation de l'année 2000, comme point de départ, et par comparaison de données d'utilisation de l'énergie avec les chiffres historiques.

Bases d'évaluation des simulations du marché fondées sur les coûts

L'évaluation des stratégies d'utilisation et d'extension des centrales hydroélectriques suisses repose sur trois différentes bases. La première examine l'**avantage au niveau des coûts** pour l'ensemble du système. Les deux autres sont fondées sur les **contributions de couverture** des centrales hydroélectriques suisses, c'est-à-dire sur la différence entre les recettes – par conséquent, dans le cas d'un marché idéal, sur les coûts marginaux du système – et les coûts variables. Cette approche permet de tenir compte de l'élasticité des prix du marché en cas d'évolution de l'offre. L'énergie électrique générée conformément aux prévisions est rémunérée par les coûts marginaux de l'énergie prévisionnelle; les réserves de puissance de réglage, quant à elles, sont rémunérées par les coûts marginaux de l'énergie de réglage. Il en va de même de la rémunération de l'énergie de réglage positive, tandis que l'évaluation de l'énergie de réglage négative (énergie prélevée sur le réseau) reste peu claire. Sur les marchés réels, en effet, on observe un prix généralement proche de zéro, tandis que l'on pourrait s'attendre, sur un marché idéal, à ce qu'en cas de livraisons négatives d'énergie de réglage, l'exploitant d'une centrale électrique paie au moins, sur l'énergie prélevée, une

partie des coûts variables évités. Pour mettre en évidence la fourchette théoriquement envisageable, l'évaluation basée sur les contributions de couverture avec énergie de réglage soumise à des prix symétriques (rémunération de l'énergie de réglage positive et facturation de l'énergie de réglage négative) ou asymétriques (énergie de réglage négative non prise en compte) est donc comparée à l'évaluation uniquement fondée sur les coûts.

Evaluation de la participation des centrales hydroélectriques suisses au marché international de l'énergie de réglage

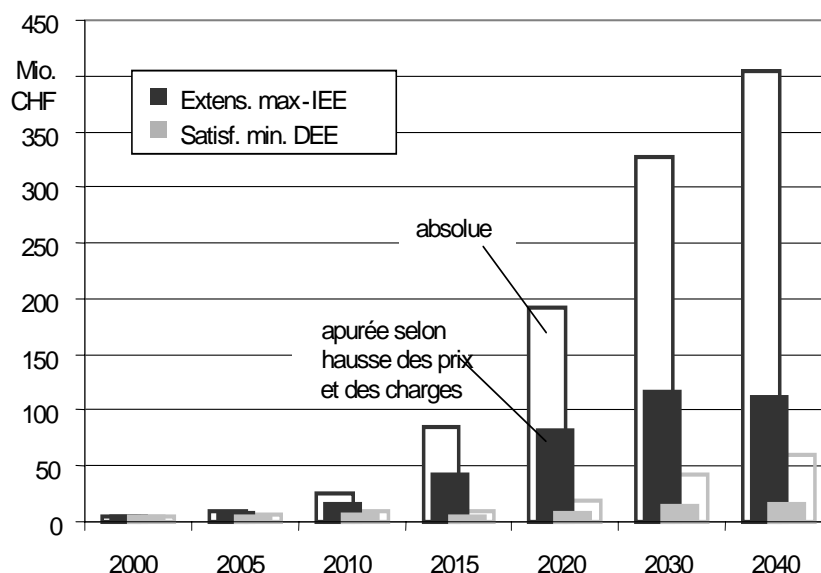


Figure 6: Avantages au niveau des coûts (du système) en cas de participation des centrales hydroélectriques suisses au marché international de l'énergie de réglage.

L'analyse des avantages économiques d'une participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage a nécessité toute une série de simulations du marché, avec ou sans mise en réserve de la puissance de réglage au-delà de nos frontières par les centrales hydroélectriques suisses. La différence absolue qui en résulte au niveau des coûts globaux dans les pays concernés est représentée, à la figure 6, par les colonnes blanches. Il faut la considérer comme une estimation des recettes supplémentaires réalisables en cas de participation des centrales hydroélectriques suisses au marché international de l'énergie de réglage. Ces estimations partent du principe

que les pays voisins de la Suisse ont non seulement besoin de réserves de réglage secondaires et tertiaires, mais peuvent également, eux-mêmes, assurer une telle réserve au-delà de leurs propres frontières.

Avantages d'une participation de la Suisse au marché de l'énergie de réglage

En cas d'extension maximale des installations de production d'énergie éolienne (IEE), les avantages absolus, au niveau des coûts du système, augmentent de manière exponentielle pour atteindre plus de CHF 400 millions à l'horizon 2040. Cette évolution doit être considérée dans le contexte d'un quadruplement des coûts globaux de couverture de la demande dans les pays considérés, en raison de l'augmentation de la charge et des prix de l'énergie primaire jusqu'en 2040. La figure 6 présente donc aussi les avantages au niveau des coûts après apurement de la hausse de charge et de prix (colonnes grises).

La figure 7 illustre, à titre d'exemple, les répercussions d'une participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage un jour ouvrable du printemps de l'année 2020. Tandis qu'aux petites heures du matin de cette journée hypothétique, les prévisions éoliennes sont relativement pessimistes, une alimentation d'énergie éolienne de plus de 12 GW est escomptée en Allemagne durant la seconde partie de la journée. Pour être à même de s'associer à la couverture des besoins de puissance de réglage qui en résultent, les centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage ont axé leurs livraisons d'énergie prévisionnelles sur les seules heures de haute charge. Il en découle une plus grande disponibilité de puissance de turbinage pour le réglage tertiaire et d'autres fournisseurs sont donc sollicités. Les importantes livraisons d'énergie de réglage de l'après-midi démontrent qu'en Allemagne, durant la seconde partie de la journée, l'injection d'énergie éolienne s'est révélée nettement inférieure aux prévisions.

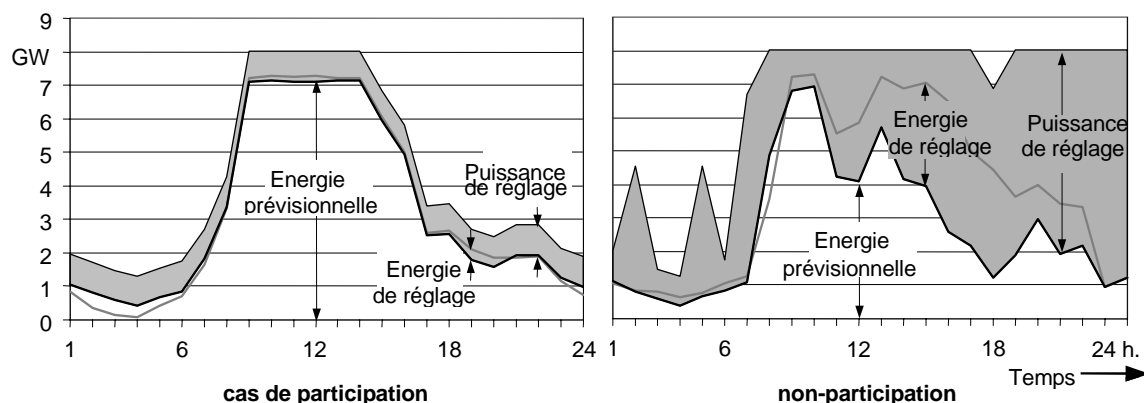


Figure 7: Evolution du recours aux centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage, un jour ouvrable du printemps 2020, en raison de la participation au marché international de l'énergie de réglage (extension max. des IEE)

Répercussions de la production d'énergie de réglage sur les effets de jaillissement et de baisse de niveau

De fréquentes fluctuations de la production d'énergie de réglage, de même qu'un renforcement de l'orientation de la production en fonction des heures de charge maximale en exploitation prévisionnelle entraînent en principe des effets de jaillissement et de baisse de niveau plus marqués. Il n'existe à ce jour aucune mesure reconnue de quantification de ces phénomènes. Dans le cadre des simulations, l'évaluation a pris pour référence la volatilité des débits horaires de l'ensemble des centrales à accumulation et à pompage-turbinage. Par rapport à l'année de référence 2000, une participation au marché international de l'énergie de réglage ferait grimper la volatilité des débits de 9 % à l'horizon 2020. Cette hausse relativement faible s'explique par la basse vitesse de changement de puissance des groupes d'IEE répartis à grande échelle.

Etudes de sensibilité

Les scénarios évolutifs du système d'approvisionnement électrique à la base de cette étude sont chargés d'un grand nombre d'incertitudes (prix de l'énergie primaire et des futurs certificats sur le CO₂, ampleur des progrès techniques, évolution du parc de centrales ainsi que des capacités de transport). Des simulations complémentaires ont analysé la sensibilité des résultats de l'évaluation en regard de ces incertitudes. Organisés en fonction de leur impact sur l'ensemble du système, les différents facteurs d'influence sont comparés au cas de référence (soit l'an 2020 en cas de développement maximal du secteur éolien) et présentés sous forme de variantes.

Comme attendu, une **hausse de rendement** et/ou un **affaiblissement de la demande** entraînent une baisse des coûts sur l'ensemble système de production, l'introduction de **certificats sur le CO₂** et/ou un **renforcement de la demande** induisant naturelle-

ment l'effet inverse. Toutefois, en tenant compte, dans le calcul des **avantages au niveau des coûts**, des modifications de prix et de charge découlant d'une participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, on constate de très nets avantages en matière de coûts en regard des insécurités affectant le système. Pour être exposé à une nette réduction de ces avantages financiers, encore faudrait-il que la part de centrales électriques à démarrage rapide soit multipliée par deux et que les capacités de transport augmentent de 50 %. Dans chaque cas, l'affaiblissement de la position des centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage serait le fait d'un renforcement de la concurrence sur le marché de l'énergie de réglage.

Modification des contributions de couverture en cas de participation au marché international de l'énergie de réglage

Tandis que la figure 6 illustre l'évolution des **avantages au niveau des coûts** d'une participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, la figure 8 présente l'évaluation des résultats des simulations sur la base des **contributions de couverture pour les centrales à accumulation et à pompage-turbinage** dans le cas du scénario prévoyant une extension maximale des installations de production d'énergie éolienne (IEE). Les colonnes gauches se réfèrent au cas de figure 8 où la Suisse ne participerait pas au marché international de l'énergie de réglage, tandis que les colonnes droites se fondent sur la probable participation de la Suisse à ce marché.

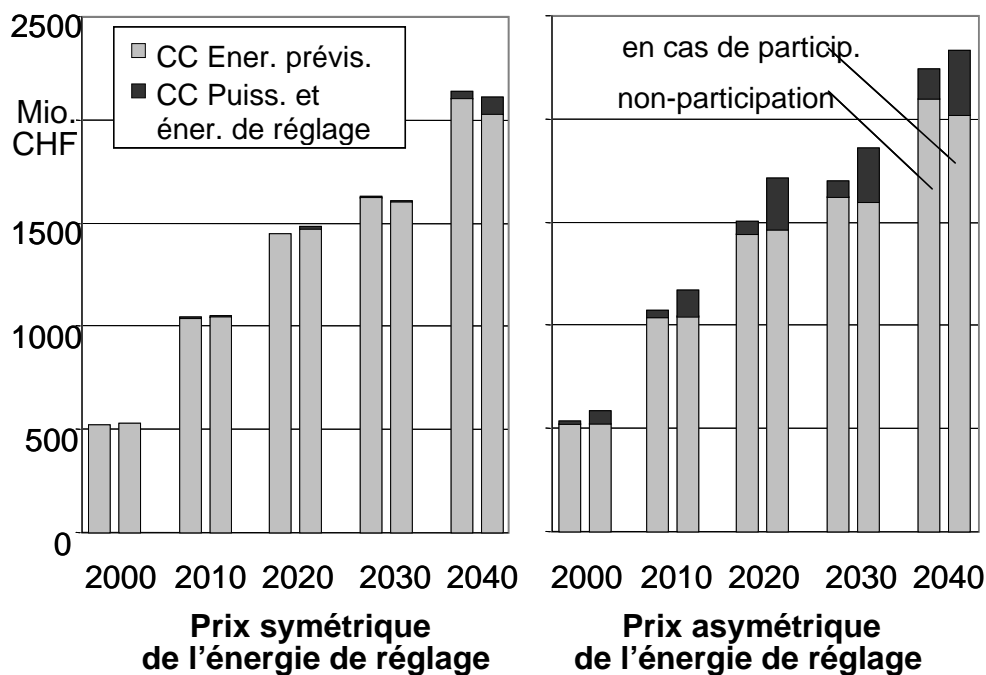


Figure 8: Contribution de couverture (CC) absolue des centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage en cas de non-participation (colonnes gauches) ou de participation (colonnes droites) de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage (extension max. des IEE)

En cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, les contributions de couverture obtenues pour la livraison d'énergie prévisionnelle augmentent légèrement jusqu'en 2020. A partir de 2020, elle se mettent à régresser en raison de la baisse des coûts marginaux du système induite par la participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage. En regard de ces chiffres, la contribution de couverture réalisée par le maintien de la puissance de réglage est négligeable, ce qui s'explique par la puissance de réglage relativement importante mise à disposition par les centrales à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage, de même que par la présence, dans les pays concernés, de groupes à démarrage rapide n'impliquant aucuns coûts supplémentaires. Au niveau de la **puissance** de réglage, les coûts marginaux sont donc minimes. De surcroît, comme la valeur attendue des erreurs de prévisions de charge et de prévisions éoliennes est égale à zéro, les contributions de couverture réalisées sur les apports d'énergie de réglage s'annulent quasiment en cas de prix symétriques de l'**énergie** de réglage. La probabilité que le marché de l'énergie de réglage soit soumis à des prix symétriques peut être considérée comme faible ; ces chiffres font donc plutôt office de plancher théorique dans l'estimation des contributions de couverture. Si, par contre, l'évaluation des livraisons d'énergie de réglage est réalisée de manière asymétrique, les contributions de couver-

ture enregistrant, en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, une assez nette progression.

Evaluation de l'impact de diverses variantes d'extension sur les centrales hydroélectriques suisses

Le potentiel d'élévation de la production des centrales hydroélectriques suisses est limité. Un examen approfondi de plusieurs études révèle que les centrales à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage présentent un potentiel maximal d'élévation de la production de 1'400 GWh/a jusqu'en 2025. Jusqu'à nouvel avis, la situation actuelle du marché de l'électricité, au niveau des rendements, de même que les nouvelles dispositions de la loi révisée sur la protection des eaux rendent assez improbable la réalisation de ce potentiel. La présente étude examine dans quelle mesure la participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage aurait une incidence sur l'évaluation de ce potentiel d'extension.

Effectuées en référence à l'année 2020, les recherches portant sur le cas de figure d'une extension maximale des IEE reposent sur l'hypothèse que toutes les centrales électriques considérées se développeraient plus ou moins dans les mêmes proportions. La figure 9 montre les **avantages au niveau des coûts** des diverses variantes et ce, tant en cas de participation que dans l'éventualité d'une non-participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage.

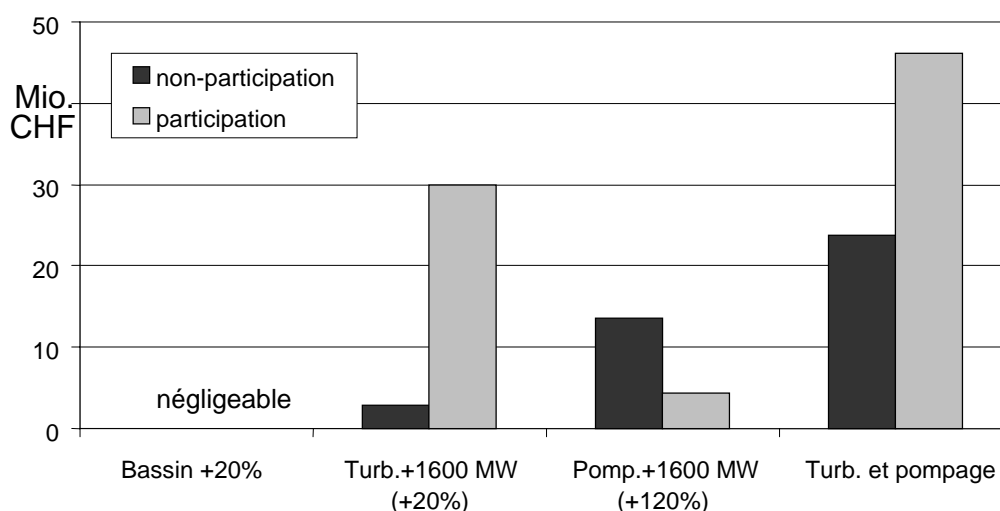


Figure 9: Avantages au niveau des coûts pour plusieurs variantes de développement jusqu'en 2020 en cas de participation ou de non-participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage (extension max. des IEE).

Le développement des seuls volumes d'accumulation n'entraînerait pas de différences significatives en matière de coûts (du système). Par contre, une élévation de la puissance de turbinage, notamment en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, apporterait de nets avantages au niveau des coûts, puisque la puissance de réglage supplémentaire serait disponible sans coûts variables supplémentaires. Une extension de la puissance de pompage s'avère surtout rentable si elle est accompagnée d'une hausse de la puissance de turbinage, puisqu'il devient alors possible d'axer plus encore la production de courant sur les heures de haute charge.

La figure 10 illustre l'évolution de la **contribution de couverture** pour les diverses variantes d'extension en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage. Si les prix de l'énergie de réglage sont symétriques, les contributions de couverture supplémentaires réalisables seront négligeables ; si les centrales à accumulation et à pompage-turbinage se développent simultanément, on peut même s'attendre à une diminution des contributions de couverture. Une fois encore, les prix du marché sont étroitement liés à l'offre. En cas d'évaluation asymétrique de l'énergie de réglage, les trois variantes d'extension entraîneraient une nette élévation des contributions de couverture réalisables.

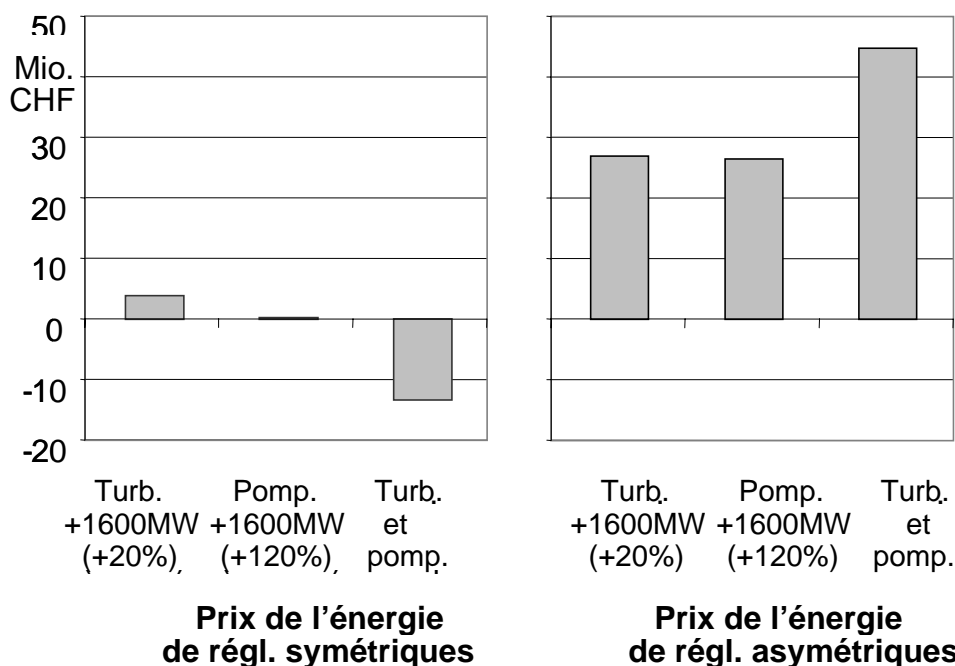


Figure 10: *Elévation de la contribution de couverture des centrales à accumulation et à pompages-turbinage, pour plusieurs variantes d'extension, en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage (en 2020, dans l'hypothèse d'une extension maximale des IEE).*

Conclusions et recommandations

De nouvelles opportunités sur le marché pour les centrales à accumulation ainsi que les centrales à pompage-turbinage

La croissance de la demande d'électricité et l'évolution prévisible du parc de centrales ainsi que des prix des énergies primaires fossiles devraient à l'avenir améliorer la position économique des centrales à accumulation ainsi que des centrales à pompage-turbinage offrant une énergie rapidement réglable. Au cas où l'Europe connaîtrait un développement de l'énergie éolienne de l'ampleur des scénarios examinés dans le cadre de la présente étude, une forte croissance de la demande de **réserve de réglage tertiaire** devrait être enregistrée.

Participer au marché international de l'énergie de réglage est intéressant

Les analyses effectuées sur la base de deux différents scénarios en matière d'énergie éolienne font apparaître que la participation du parc suisse des centrales à accumulation et à pompage-turbinage au marché international de l'énergie de réglage serait plus que rentable. L'importance de ses avantages économiques dépend toutefois de l'ampleur du développement du secteur éolien ainsi que du marché naissant des livraisons d'énergie de réglage.

Les livraisons d'énergie de réglage sont en principe rentables dans chacun des deux **scénarios d'extension de l'énergie éolienne**. Dans le cas des projections tablant sur un plus faible développement de l'énergie éolienne, les **économies réalisées au niveau des coûts** grâce à la participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage (dans les pays considérés par l'étude) seraient moins importantes, tout comme les recettes supplémentaires ainsi réalisées par les exploitants des centrales hydroélectriques suisses, puisque les besoins d'énergie de réglage seraient également moindres. En fonction du scénario éolien, les avantages au niveau des coûts de chaque système (D, DK, NL, B, F, I, A, CH) progressent de 5 à 15 mio. CHF/an (extension du secteur éolien à 65 GW), resp. de 5 à 115 mio. CHF (extension du secteur éolien à 115 GW) en cas de livraisons d'énergie de réglage provenant de centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage. La mesure dans laquelle les consommateurs de courant ainsi que les producteurs des centrales suisses à accumulation et des centrales suisses à pompage-turbinage en profiteraient dépendra de l'élasticité de la demande et des conditions du marché.

Cette réalité se manifeste lors de l'évaluation des avantages économiques en fonction des **contributions de couverture**: à cet effet, les prix ont été estimés en se fondant sur le plancher tarifaire que constituent les coûts marginaux du système. Le niveau des **contributions de couverture** supplémentaires des centrales suisses à accumulation

ainsi qu'à pompage-turbinage en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage dépend dans une large mesure de la manière dont les livraisons négatives d'énergie de réglage seraient rémunérées. Si les livraisons positives et négatives d'énergie de réglage sont rémunérées ou facturées de manière symétrique, prendre part au marché international de l'énergie de réglage sera peu attrayant, pour les producteurs suisses, en regard des livraisons prévisionnelles. Toutefois, si les livraisons négatives d'énergie de réglage (= prélèvements d'énergie sur le réseau) n'entraînent pas de rémunération, les contributions de couverture passeront de 4% à 15% en cas d'extension maximale du secteur de l'énergie éolienne.

Sur les actuels marchés sectoriels allemands de l'énergie de réglage, la rémunération de l'énergie de réglage est asymétrique. Les livraisons d'énergie de réglage y seraient par conséquent intéressantes. Dans de telles circonstances, elles sont plus avantageuses que les livraisons prévisionnelles et ouvrent donc de nouvelles possibilités commerciales. Il faut toutefois s'attendre à ce qu'en cas de concurrence accrue, les prix de l'énergie de réglage, actuellement élevés, tendent à se rapprocher du niveau des coûts marginaux (l'office allemand des cartels est présentement en train d'observer les marchés de l'énergie de réglage en Allemagne). Nous partons néanmoins du principe que les prix de l'énergie de réglage resteront plus ou moins asymétriques à l'avenir afin que soit maintenue une incitation à mettre à disposition la puissance et l'énergie de réglage nécessaires. Dans une telle perspective, il est conseillé aux exploitants des centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage d'élaborer sans attendre les conditions encore nécessaires à une participation de la Suisse au marché de l'énergie de réglage et de mettre en place un tel marché. Ils pourront ainsi profiter des prix élevés actuels, de même que s'établir et s'affirmer sur ce marché futur. L'Allemagne devrait à l'avenir demeurer l'un des principaux marchés de la Suisse ; les centrales à accumulation et à pompage-turbinages de l'Autriche, de l'Italie et de la France disposent de capacités suffisantes et tendraient même à entrer en concurrence avec la Suisse.

Des stratégies d'exploitation et de propriété conformes au marché pour les sociétés partenaires

De nombreuses centrales à accumulation et à pompage-turbinages sont des sociétés partenaires disposant de plusieurs actionnaires d'entreprises d'approvisionnement électrique (EAE) en mesure d'exploiter le potentiel de production de leurs sociétés partenaires proportionnellement à la part d'actions qu'elles détiennent. Un actionnaire fait office de directeur d'entreprise, établissant quotidiennement son calendrier sur la base des désignations des partenaires. Suivant leur mode d'exploitation actuel, les sociétés partenaires ne peuvent se présenter sans autre en tant que fournisseurs sur le marché de l'énergie de réglage, avec leur plein potentiel de production et de mise à disposition de puissance. Dans ce contexte, le modèle des sociétés partenaires se révèle peu pratique et entraîne des frais de transaction élevés. Dès lors, on peut imaginer deux

approches permettant de mieux axer les sociétés partenaires sur le marché de l'énergie de réglage:

Directeur d'entreprise faisant office de «gestionnaire de portefeuille»:

l'exploitation de la société partenaire serait confiée au directeur de l'entreprise sur la base d'un contrat mutuel. Les partenaires participeraient au succès financier de la société partenaire ainsi qu'aux chances et aux risques liés à son exploitation, en fonction des actions qu'ils détiennent. On peut imaginer diverses **formes mixtes** de cette approche : limitation des autres partenaires à une participation aux résultats financiers purement proportionnelle aux actions détenues; contrats assortis de directives d'exploitation; clauses préférentielles (à titre d'exemple, les partenaires pourraient disposer d'un «droit préférentiel de souscription» sur les livraisons d'énergie, à des conditions conformes au marché).

Réorganisation de la structure de propriété avec un seul propriétaire ou un actionnaire principal dirigeant la société:

rachat des participations d'un partenaire par le futur actionnaire unique/principal ou par achat/échange de titres de diverses sociétés entre partenaires dans le but de n'avoir plus, dans chaque entreprise, qu'un seul actionnaire (principal). Pour ce faire, il serait nécessaire de résoudre la délicate question de l'évaluation consensuelle de la valeur respective des parts détenues dans chaque société partenaire; l'approche du «gestionnaire de portefeuille» semble dès lors plus aisée, du moins à court terme.

Les capacités du réseau sont-elles suffisantes pour permettre une augmentation des livraisons d'énergie de réglage?

L'Allemagne est le principal marché de livraisons d'énergie de réglage liées au secteur éolien depuis la Suisse. Les capacités de livraisons positives d'énergie de réglage de Suisse en Allemagne sont actuellement suffisantes. Occasionnellement, toutefois, des goulets d'étranglement se produisent, aujourd'hui déjà, entre l'Allemagne et la Suisse. Motif: le flux continu de courant nord-sud, d'Allemagne en Italie, qui transite par la Suisse. De ce fait, les livraisons négatives d'énergie (c'est-à-dire la reprise de l'énergie excédentaire des réseaux allemands) sont assez problématiques.

A l'avenir, dans l'hypothèse d'une croissance de la demande d'électricité en Suisse, les importations de courant augmenteront, une fois mises hors service les capacités des centrales nucléaires, à moins que des capacités de production supplémentaires ne soient développées en Suisse. Faute d'extension du réseau, les capacités libres nécessaires à la mise à disposition de la puissance de réglage négative diminueront.

Potentiel de développement de livraisons supplémentaires d'énergie de réglage

Ne serait-ce que pour des raisons écologiques, le potentiel d'élévation de la production des centrales à accumulation est restreint. La présente étude révèle par ailleurs également qu'un élargissement des volumes d'accumulation, dans le contexte de la parti-

icipation au marché de l'énergie de réglage, ne serait pas très attrayant du point de vue économique. Un potentiel réaliste et économiquement avantageux existe néanmoins au niveau de l'élévation de puissance des équipements de concentration de la production, pour les centrales à accumulation existantes, durant les périodes de charge maximale (cf. projets d'augmentation de puissance de Bieudron/Grand Dixence et KWO+) de même que, à la rigueur, dans la construction de capacités de pompage-turbinage supplémentaires des équipements des installations existantes moyennant, sur le plan écologique, quelques minimales interventions supplémentaires (par exemple KWO+). Le renouvellement et le développement des centrales à accumulation (en cas de changement d'affectation des cours d'eau) nécessitent généralement un renouvellement de la concession portant sur les droits de prélèvement. A cet égard, il convient de respecter les prescriptions sur le débit résiduel prévues par la loi sur la protection des eaux. Dans certaines circonstances, une partie des installations font retour ou entraînent des indemnités de renonciation au retour. En outre, il est possible que d'autres dispositions soient ajoutées dans la concession à l'occasion du renouvellement de l'octroi du droit d'eau.

La libéralisation du marché suisse de l'électricité constitue-t-elle une condition préalable?

Actuellement, vu le rejet de la loi sur le marché de l'électricité par le peuple suisse, la situation formelle, au niveau des affaires internationales, reste floue. Les éclaircissements en cours concernant la nouvelle organisation du secteur électrique conduiront probablement à la proposition d'une ouverture de l'accès au réseau suisse de transport de courant. Au niveau du commerce en gros, les EAE suisses sont en réalité aujourd'hui déjà pleinement intégrées au marché international de l'électricité. Davantage que des progrès de la libéralisation au niveau national, le potentiel de participation aux marchés internationaux de l'énergie de réglage dépendra donc vraisemblablement du règlement des obstacles rencontrés au niveau technique et au plan de l'organisation (p. ex. modèle par quart d'heure pour les échanges de courant au-delà des frontières, adaptation des délais d'adjudication et d'appel d'offres, élaboration de procédures d'adjudication coordonnées des droits de transport de l'énergie prévisionnelle et de l'énergie de réglage).

Problèmes écologiques liés à la production de l'énergie de réglage

Outre le potentiel conflictuel précédemment exposé concernant le renouvellement et l'élargissement des concessions octroyées aux centrales à accumulation et à pompage-turbinage, des phénomènes de jaillissement et de baisse de niveau doivent être pris en compte en raison de l'accélération des variations de production. Les recherches effectuées montrent que l'accroissement de la volatilité du niveau de débit entraînée

par un recours accru à l'énergie éolienne est limité si l'on considère l'intégralité des centrales suisses à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage. Toutefois, au niveau local et suivant les conditions de débit, les obstacles écologiques, découlant du jaillissement et de la baisse de niveau des cours d'eau, peuvent s'avérer nettement plus marqués dans certaines centrales. La plupart des mesures actuelles de réduction du jaillissement et de la baisse de niveau feraient obstacle aux capacités de livraison d'énergie de réglage (démarrage/arrêt plus lent des turbines, plus faibles variations de la production) ou provoqueraient des investissements supplémentaires élevés (bassins d'égalisation d'afflux, etc.). L'importance des phénomènes de jaillissement et de baisse de niveau doit donc encore être examinée de plus près, au cas par cas. A cet égard, il convient de souligner qu'il n'existe encore actuellement aucune définition de portée générale concernant les valeurs de référence en matière de jaillissement et de baisse de niveau.

Incidence du concept national de l'énergie éolienne et de la stratégie du DETEC en matière du développement durable sur les livraisons d'énergie de réglage

Au plan international, le **potentiel de l'énergie éolienne de la Suisse** est négligeable: à l'horizon 2010, SuisseEnergie vise un développement du parc éolien jusqu'à 50 ou 70 MW. La couverture des besoins d'énergie de réglage qui en découlent est garantie par les importantes capacités d'énergie de réglage intérieures assurées par nos centrales à accumulation et ce, sans que les possibilités d'exportation d'énergie de réglage n'en soient affectées de manière significative.

Un renforcement de l'orientation des centrales à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage vers les marchés de l'énergie de réglage ainsi que sur les périodes de charge maximale serait largement compatible avec la **stratégie du DETEC en matière du développement durable** (objectifs énergétiques). En particulier, l'hypothèse d'une évolution des conditions-cadre de livraison d'énergie de réglage avancée dans la présente étude renforcerait l'aspect économique du développement durable. Certains conflits d'objectifs concernant le volet écologique du développement durable subsistent en matière d'extension et d'élargissement, de même qu'au plan de l'accroissement de la problématique liée aux effets de jaillissement et de baisse de niveau.