

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 113 (2022)

Heft: 1-2

Artikel: Wasserkraft : Volltreffer ins Zieldreieck = Hydraulique : dans le mille du triangle d'objectifs

Autor: Piot, Michel

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1037051>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 03.04.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>



Der Bannalpsee (NW).

Wasserkraft: Volltreffer ins Zieldreieck

Kosten und Erlöse | In der Diskussion zur mittel- bis langfristigen Gewährleistung der Stromversorgung rückten im letzten Jahr alle drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks in den Fokus. Der SWV leistet mit einer Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft einen Beitrag zur Versachlichung dieser Debatte, um den Weg zu einem Kompromiss zwischen den Akteuren weiter zu ebnet.

MICHEL PIOT

Seit 2010 publiziert der World Energy Council (Weltenergieat) jährlich den von ihm definierten Energietriemmen-Index. Mit diesem Index werden die Energiesysteme nach den drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks Energiesicherheit («energy security»), Zugang und Bezahlbarkeit («energy equity»: «accessibility» und «affordability») sowie ökologische Nachhaltigkeit («environmental sustainability») von über hundert Ländern beurteilt und miteinander verglichen. Die Schweiz liegt im Ranking von 2021 hinter Schweden und vor Dänemark auf dem zweiten Platz. Dabei trägt die Schwei-

zer Wasserkraft seit über hundert Jahren wesentlich dazu bei, dass die Stromversorgung in der Schweiz sicher, bezahlbar und ökologisch nachhaltig ist.

Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) hat im letzten Jahr zusammen mit den Wasserkraftwerksbetreibern einen umfangreichen Datensatz zu den Kosten und Erlösen erhoben; erstmals über eine Dekade, nämlich von 2011 bis 2020. Mit der erfolgten Auswertung zur Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit

möchte er einen Beitrag zur sachlichen Diskussion zur Umsetzung der Energiestrategie leisten.

Die Stichprobe umfasst 80 Kraftwerke, die im Durchschnitt der zehn untersuchten Jahre eine Produktion von rund 29 TWh erzielten. 47 Kraftwerke mit einer jährlichen Produktion von knapp 10 TWh wurden als Laufwasser- und die übrigen 33 Kraftwerke als Speicherkraftwerke klassifiziert.

Erhebung der Kosten

Um die Kosten¹⁾ der Wasserkraft bestimmen zu können, sind einerseits die Kosten zu erheben, die unmittelbar beim Kraftwerk anfallen (eigentliche «Fabrik-

kosten»), und andererseits die Kosten, die zusätzlich durch den Aktionär beziehungsweise die Partner des Kraftwerks zu tragen sind (siehe Bild 1).

Handelt es sich beim Kraftwerk um eine Aktiengesellschaft, was insbesondere bei den Partnerkraftwerken der Fall ist, stammen die Kostendaten des Kraftwerks aus dem Geschäftsbericht. Sind die Kraftwerke in einer Betreibergesellschaft integriert (Kraftwerke an der Leventina in AET, Kraftwerke an der Saane in Groupe E), werden die Kostangaben aus der Betriebsbuchhaltung der Betreibergesellschaft verwendet.

Bei den zusätzlich beim Aktionär anfallenden Kosten wurde ein Schwerpunkt auf die Erhebung einerseits der Bewirtschaftungs- und Verwertungskosten, die das Asset Management und das Energie-Management umfassen, und andererseits der Unternehmensführungskosten gelegt. Im Weiteren wurde bei den Kosten des Aktionärs eine Kapitalkosten-Korrektur eingefügt, die sicherstellt, dass die Kapitalkosten den tatsächlichen Kosten des eingesetzten Kapitals entsprechen und nicht dem in den Geschäftsberichten der Partnerwerke ausgewiesenen administrierten

Gewinn. Diese zusätzlichen Kostenbestandteile beim Aktionär führen zu erheblich höheren Betriebs- und Kapitalkosten, als es die im Geschäftsbericht des Partnerwerks ausgewiesenen «Fabrikkosten» suggerieren.

Erhebung der Erlöse

Die Erlöse setzen sich aus drei Komponenten zusammen: den Erlösen aus dem Verkauf des Stroms am Spot-Markt, von Systemdienstleistungsprodukten (SDL) und von Herkunftsnachweisen (HKN). Die Erlöse am Spot-Markt basieren auf stündlichen Produktionsprofilen, die sodann mit dem Preis an der Spot-Marktbörse bewertet wurden. Die Erlöse der Wasserkraftwerksbetreiber aus dem Verkauf von SDL wurden aus den SDL-Kosten der Swissgrid abgeleitet und proportional zur Produktion den einzelnen Kraftwerken zugeordnet, wobei der Grossteil der SDL durch Speicherkraftwerke angeboten wird. Da es keinen transparenten HKN-Markt gibt, wurde aus den Rückmeldungen der Betreiber ein jährlicher spezifischer Durchschnittswert abgeleitet, der sodann ebenfalls proportional zur Produktion sämtlichen Kraftwerken zugerechnet wurde.

Resultate

Bild 2 zeigt die durchschnittlichen Gestehungskosten der Jahre 2011–2020 auf Stufe Kraftwerke (a) und Aktionäre (b) sowie die spezifischen Erlöse. Während die Gestehungskosten auf Stufe Kraftwerk bei 5,1 Rp./kWh lagen, waren es beim Aktionär 6,9 Rp./kWh. Die durchschnittlichen spezifischen Erlöse betragen 6,2 Rp./kWh. Während also auf Stufe Kraftwerk die Gestehungskosten bedeutend tiefer lagen als die Erlöse, war es bei den Kosten auf Stufe Aktionär gerade umgekehrt, so dass unter Berücksichtigung sämtlicher Kosten ein spezifischer Verlust von 0,7 Rp./kWh resultierte.

In Bild 3 ist die differenzierte Betrachtung der Gestehungskosten auf Stufe Aktionär und der spezifischen Erlöse für die Gesamtstichprobe (a) und unterteilt nach Laufwasser- (b) und Speicherkraftwerken (c) dargestellt. Dabei fällt auf, dass die Kapitalkosten bei den Speicherkraftwerken bedeutend höher waren als bei den Laufwasserkraftwerken. Dies ist nicht überraschend, da die Kapitalkosten in erster Näherung von der installierten

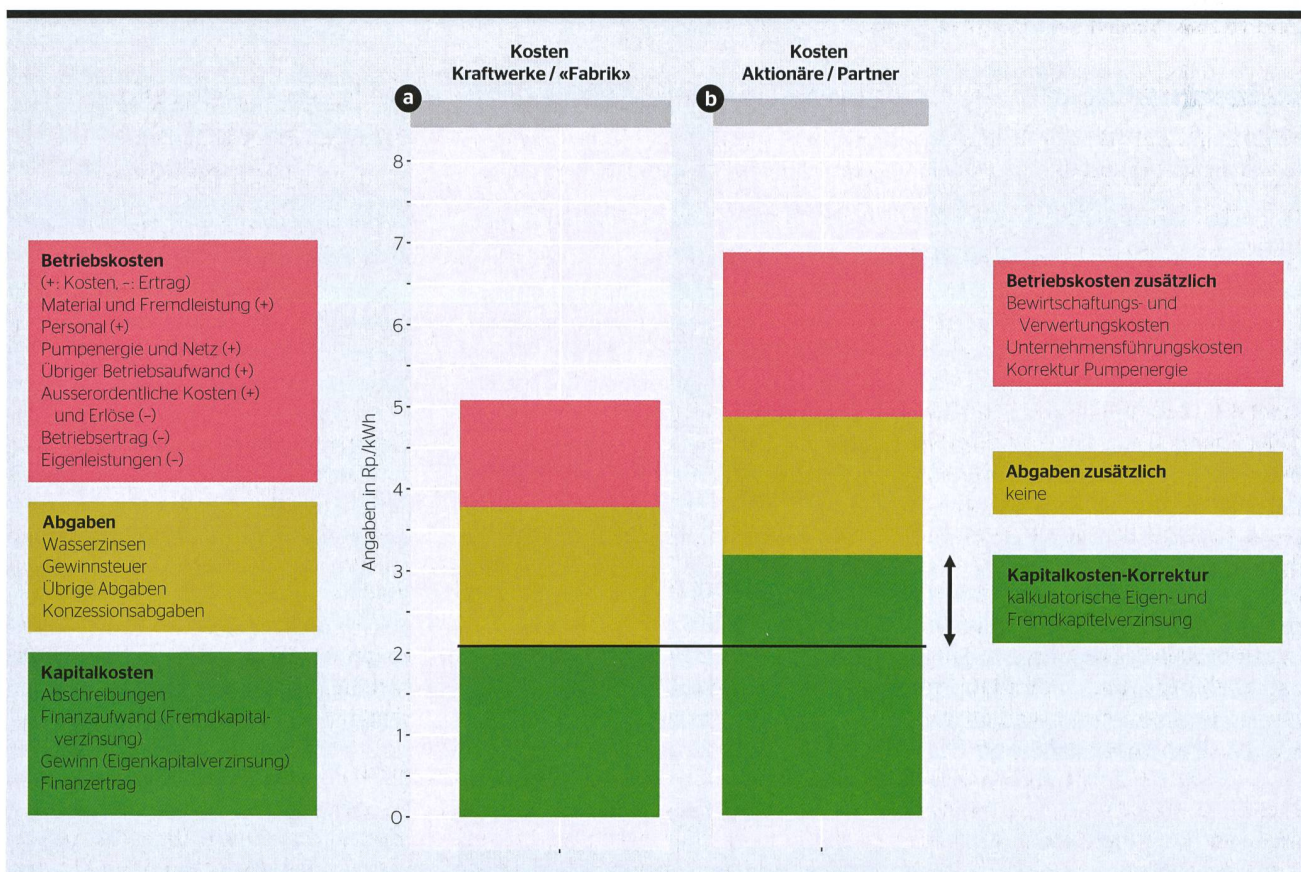


Bild 1 Übersicht über die Kostenbestandteile auf Stufe Kraftwerke (a) und Stufe Aktionäre (b).

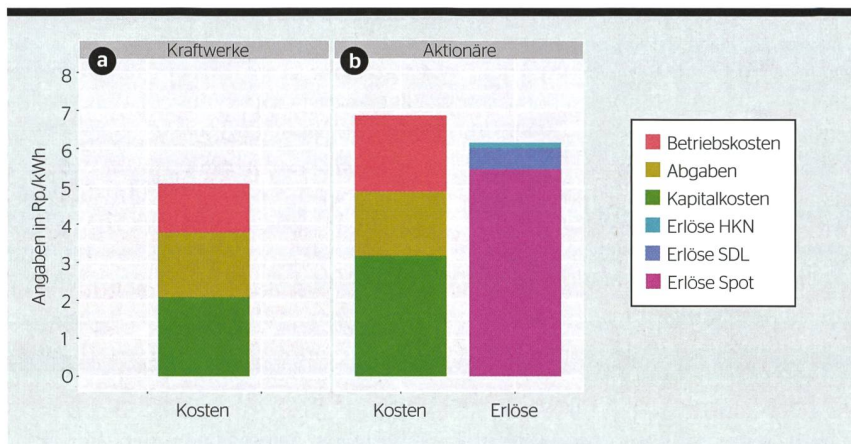


Bild 2 Durchschnittliche Gestehungskosten und spezifische Erlöse der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2011-2020 auf Stufe Kraftwerke (a) und auf Stufe Aktionäre (b).

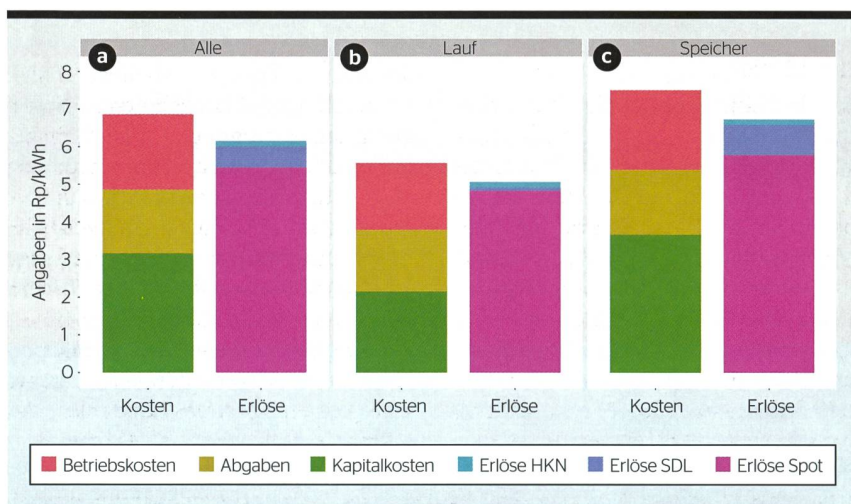


Bild 3 Durchschnittliche Gestehungskosten und spezifische Erlöse der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2011-2020 für die Gesamtstichprobe (a), Laufwasserkraftwerke (b) und Speicherkraftwerke (c).

Leistung abhängen, und diese ist bei Speicherkraftwerken in der Regel grösser als bei Laufwasserkraftwerken.

In der relativen Betrachtung fielen die Kapitalkosten mit 45% am höchsten aus, gefolgt von den Betriebskosten mit 30% und den Abgaben mit 25%. Diese prozentuale Verteilung der Kosten ist über den betrachteten Zeitraum in etwa konstant geblieben.

Die spezifischen Unternehmensführungskosten betragen durchschnittlich 0,3 Rp./kWh, die Bewirtschaftungs- und Verwertungskosten 0,4 Rp./kWh. Zwei Drittel dieser beiden Kostenarten können dem Personalaufwand und je ein Sechstel der ICT (Information and Communications Technology) und den übrigen Kosten zugeordnet werden.

Während die Kosten über alle Jahre in etwa konstant blieben, schwankten

die Erlöse erheblich. Die jährlich spezifischen Erlöse lagen zwischen 4,6 Rp./kWh im Jahr 2020 und 8,6 Rp./kWh im Jahr 2011 (Bild 4, a). Über die betrachtete Dekade sind die absoluten Verluste bei den Laufwasserkraftwerken geringer ausgefallen als bei den Speicherkraftwerken, relativ gesehen betrug der Verlust sowohl bei den Laufwasserkraftwerken als auch bei den Speicherkraftwerken rund 10%.

Einordnung der Resultate

In der betrachteten Dekade vermochten die Erlöse die Kosten der Schweizer Wasserkraft in den meisten Jahren nicht zu decken, sodass für die Kraftwerke der Stichprobe insgesamt ein Verlust von rund CHF 2 Mrd. resultierte, der zur Hälfte von den gebundenen Endverbrauchern finanziert wurde

und zu CHF 340 Mio. von den Stromkonsumenten über die Marktprämie. Bei den Betreibergesellschaften summierte sich somit der Fehlbetrag auf CHF 660 Mio. Dieser Fehlbetrag führte denn auch dazu, dass grosse Betreiber wie Axpo und Alpiq ihren Eigentümern jahrelang keine Dividenden mehr ausbezahlen konnten. Für weiterführende Ausführungen zur Datenerhebung, Methodik und den Resultaten sei auf [1] verwiesen.

Aktuelles Preisumfeld

Im Jahr 2021 sind die Marktpreise regelrecht in die Höhe geschneilt. Lagen die Strompreise im Mai 2020 an der Schweizer Börse mit 1,8 Rp./kWh auf einem historischen Tiefststand, erreichten sie im Dezember 2021 mit über 29 Rp./kWh einen historischen Höchststand. Diese Preisexplosion hat mannigfache Gründe: Nebst einem stetigen Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise sind vor allem die Gaspreise massiv gestiegen, was in Kombination mit einer stärker als erwarteten Wirtschaftsaufschwung und insgesamt geringer Produktion aus erneuerbaren Energien in Europa zu diesem Preisanstieg geführt hat. Aktuell geht allerdings kaum ein Akteur von einer auf diesem Niveau anhaltenden Hausse am Strommarkt aus, was sich in den Jahreskontraktnotierungen für das Jahr 2024 niederschlägt. Diese liegen mit 90 EUR/MWh [2] zwar nach wie vor auf einem ansehnlichen Niveau, aber wieder 60% tiefer als für das Jahr 2022.

Hohe Volatilitäten am Strommarkt mögen für den Handel zwar interessante Opportunitäten bieten. Für die Investitionsbereitschaft in die Wasserkraft sind sie insgesamt allerdings wenig hilfreich, da so die Erlösabschätzungen mit grossen Unsicherheiten verbunden sind, was in der Investitionskalkulation die Berücksichtigung einer hohen Risikoprämie erfordert. Die Marktprämie – die als Übergangslösung implementiert wurde – übernimmt dieses Abfedern der Risiken in Ansätzen und sie wurde mit der Verabschiedung der Parlamentarischen Initiative 19.443 durch den Gesetzgeber am 1. Oktober 2021 bis Ende 2030 verlängert. Gleichzeitig wurde aber auch die Höhe des fixen Wasserzinssatzes bis Ende 2030 verlängert, sodass die Wasserkraft auch auf absehbare Zeit

mit hohen fixen Abgaben und Kapitalkosten der Volatilität der Strommarktpreise ausgesetzt bleibt.

Energiesicherheit und ökologische Nachhaltigkeit

Nebst der Bezahlbarkeit der Stromversorgung haben auch die beiden anderen Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks im Jahr 2021 zu teils intensiven Diskussionen geführt. Der Bundesrat hatte am 26. Mai 2021 den Abbruch der Verhandlungen mit der EU zu einem institutionellen Abkommen bekannt gegeben. Ein solches Abkommen galt stets als Voraussetzung für den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU. Und obschon zahlreiche Akteure bereits länger vor den negativen Auswirkungen eines fehlenden Abschlusses auf den Stromhandel gewarnt hatten, schien der Schweiz erst jetzt bewusst zu werden, dass mit der in der Energiestrategie vorgezeichneten Erhöhung der Importe im Winterhalbjahr nicht nur wirtschaftliche Risiken verbunden sind, sondern dass tatsächlich auch eine physische Verknappung denkbar ist. Im Oktober 2021 wurde der Bundesrat über zwei Berichte zum Thema Versorgungssicherheit informiert, einerseits zu einem Bericht der ElCom, der Massnahmen beschreibt, mit denen die Netz- und Versorgungssicherheit kurz- bis mittelfristig erhöht werden können [3], und andererseits mit einer Analyse über die Auswirkungen von verschiedenen Zusammenarbeitsszenarien zwischen der Schweiz und der EU [4]. In dieser Analyse konnte gezeigt werden, dass in einem Szenario ohne Kooperation im «worst case» bereits im Jahr 2025 gegen Ende März der inländische Strombedarf während 47 Stunden nicht mehr gedeckt werden könnte. Der Bundesrat hat in der Folge die ElCom eingeladen, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» auszuarbeiten. Daneben wurden mit der Botschaft zur Revision des Stromversorgungsgesetzes und des Energiegesetzes dem Parlament weitere Massnahmen zur mittel- und langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorgelegt, insbesondere eine Energiereserve für die Absicherung im Frühjahr und den Ausbau der Winterproduktion um 2 TWh durch Wasserkraftwerke bis ins Jahr 2040.

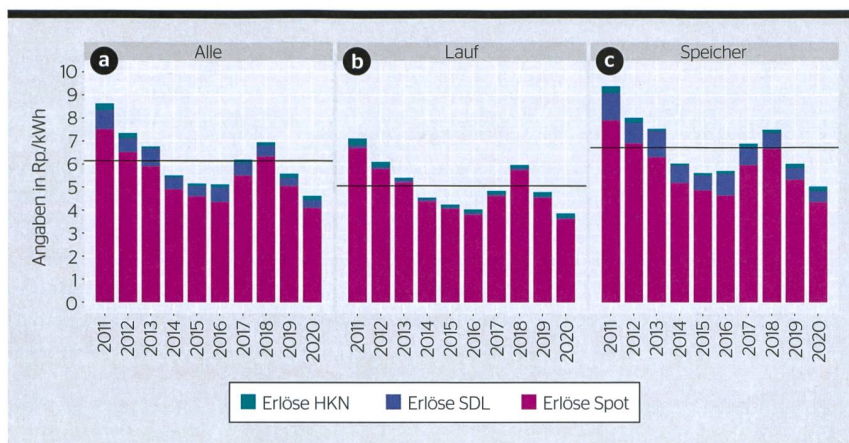


Bild 4 Entwicklung der spezifischen Erlöse über die Jahre 2011–2020 für die Gesamtstichprobe (a), Laufwasserkraftwerke (b) und Speicherkraftwerke (c) ergänzt um den mengengewichteten Durchschnitt.

Ausblick

Es gibt Befürchtungen, dass der Zubau der erneuerbaren Energien zu langsam vor sich geht – und damit der Importbedarf noch höher ausfallen wird als bereits im Referenzszenario der Energieperspektiven 2050+ ausgewiesen. Zwar wurden die Richtwerte für das Jahr 2020 gemäss dem aktuellen Monitoringbericht des BFE leicht übertroffen, doch mit den neuen in der Botschaft zur Revision des Energiegesetzes vorgeschlagenen Zielwerten müsste sich der jährliche Zubau stark beschleunigen. Auch bei der Wasserkraft führen Einsparungen und anschließende Gerichtsverfahren zu einer Verzögerung bei Aus- und Neubauprojekten. Deshalb haben sich wichtige Akteure an einem Runden Tisch über die Herausforderungen der Wasserkraft ausgetauscht. An der Abschlussitzung vom 13. Dezember 2021 wurde eine gemeinsame Erklärung unterzeichnet, die namentlich 15 priorisierte Speicherkraftwerk-Projekte auflistet, mit denen eine zusätzliche saisonale Speicherproduktion im Umfang von 2 TWh bis ins Jahr 2040 erreichbar wäre.

Schlussfolgerung

Das Jahr 2021 hat – nicht zuletzt dank den hohen Strompreisen und dem Abbruch der Verhandlungen mit der EU – Dynamik in die Diskussionen um die ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung gebracht. Es wurden erste konkrete Massnahmen zur Verbesserung der Investitionsbereitschaft in erneuerbare Energien verabschiedet.

Zudem werden im Parlament aktuell weiterführende Massnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit diskutiert und zusätzliche Abklärungen und Ideen eingeleitet. Bezüglich der Abwägung zwischen Schutz und Nutzen beim Erhalt und Zubau der erneuerbaren Energien ist in der öffentlichen Wahrnehmung ein Gesinnungswandel erkennbar. Es scheint sich die Erkenntnis durchzusetzen, dass erneuerbare Energien ein zentrales Fundament des Klimaschutzes sind und Klimaschutz die Grundlage für den Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen und damit auch der Biodiversität ist. Diese sich verstärkenden Signale sind allesamt positiv zu werten – es bleibt zu hoffen, dass der aktuell spürbare Handlungswille bestehen bleibt, sowohl beim Erhalt der Wasserkraft als auch beim Zubau sämtlicher erneuerbarer Energien.

Referenzen

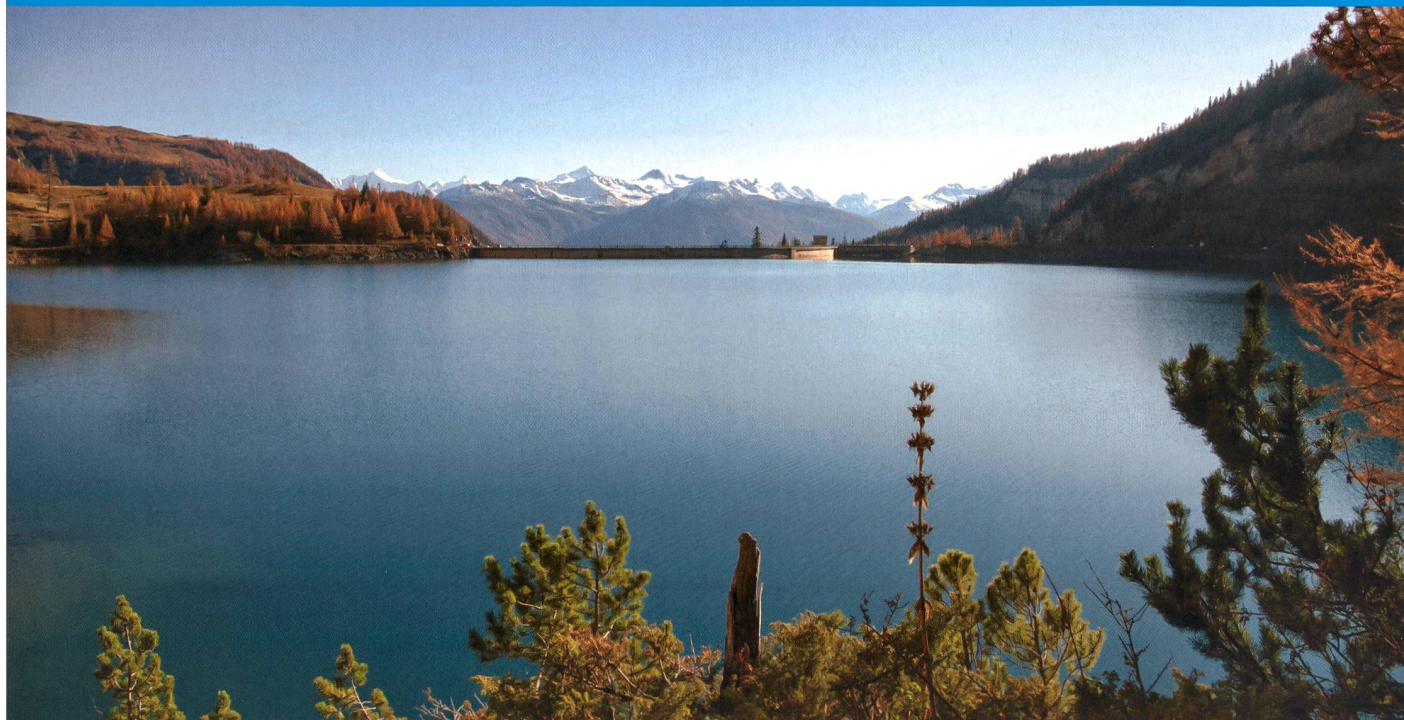
- [1] Michel Plot, «Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2011 bis 2020», Wasser Energie Luft 4/2021, S. 191–204.
- [2] «Terminmarktbericht vom 4. Januar 2022», ElCom, 2022.
- [3] «Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität», Bericht zuhanden Uvek/Bundesrat, ElCom, 13. Oktober 2021.
- [4] «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU – Schlussbericht», Frontier Economics, Studie im Auftrag des BFE, 2021.



Autor

Dr. **Michel Plot** ist Energiewirtschaftler beim Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband SWV.
→ SWV, 5401 Baden
→ michel.plot@swv.ch

¹⁾ Die Einheit von Kosten und Erlösen sind Schweizer Franken (CHF), die Einheit von Gesteungskosten, spezifischen Kosten, Erlösen, Gewinnen und Verlusten Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh).



Le lac de Tzeusier (VS).

Hydraulique: dans le mille du triangle d'objectifs

Coûts et recettes | Durant l'année écoulée, les trois dimensions du triangle d'objectifs de la politique énergétique ont concentré l'attention dans la discussion sur la garantie de l'approvisionnement en électricité à moyen et long termes. Grâce à une enquête sur la rentabilité de l'hydraulique suisse, l'ASAE contribue à établir un débat objectif afin de continuer à préparer le terrain pour un compromis entre les acteurs.

MICHEL PIOT

Depuis 2010, le Conseil mondial de l'énergie (World Energy Council) publie chaque année l'indice du trilemme énergétique, qu'il a lui-même défini. Cet indice permet d'évaluer et de comparer entre eux les systèmes énergétiques de plus de 100 pays selon les trois dimensions du triangle d'objectifs de politique énergétique, à savoir la sécurité énergétique («energy security»), l'accessibilité et le caractère abordable en termes de coûts («energy equity»: «accessibility» et «affordability»), ainsi que la durabilité écologique («environmental sustainability»). Dans le classement de 2021, la Suisse prend la deuxième place, derrière la Suède et devant le Danemark. Depuis plus de 100 ans, l'hydraulique suisse contribue en effet considérablement à ce que l'approvisionnement en

électricité dans notre pays soit sûr, abordable et écologiquement durable.

Rentabilité de l'hydraulique suisse

Au cours de cette dernière année, l'Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE) et les exploitants de centrales hydrauliques ont relevé un grand nombre de données sur les coûts et les recettes, et ce pour la première fois sur une décennie, soit de 2011 à 2020. L'appréciation sur la rentabilité et la compétitivité doit permettre à l'association d'apporter une contribution au débat factuel sur la mise en œuvre de la stratégie énergétique.

L'échantillon comprend 80 centrales ayant atteint une production moyenne d'environ 29 TWh au cours des dix années étudiées. Sur la totalité, 47 centrales –

avec une production annuelle de près de 10 TWh – ont été classées comme des centrales au fil de l'eau, tandis que les 33 restantes tombent dans la catégorie des centrales à accumulation.

Relevé des coûts

Pour pouvoir déterminer les coûts¹⁾ de l'hydraulique, il faut relever d'une part les coûts directement à la charge de la centrale (les «coûts d'usine» à proprement parler) et d'autre part les coûts devant être supportés en plus par l'actionnaire ou les partenaires de la centrale (voir figure 1).

Si la centrale est une société anonyme, ce qui est principalement le cas lorsqu'il s'agit de centrales partenaires, les données de coûts de la centrale proviennent du rapport d'activité. Si les centrales sont intégrées dans une société d'explo-

tation (centrales d'AET sur la Leventina, centrales de Groupe E sur la Sarine), les données de coûts provenant de la comptabilité d'entreprise de la société d'exploitation sont utilisées.

Pour les coûts supplémentaires à la charge de l'actionnaire, un accent a été mis sur le relevé, d'une part, des coûts d'exploitation et de valorisation, qui comprennent la gestion des actifs et la gestion de l'énergie, et d'autre part des coûts de gestion de l'entreprise. Par ailleurs, une correction des coûts de capitaux a été introduite au niveau des coûts de l'actionnaire, celle-ci garantissant que les coûts de capitaux correspondent aux coûts effectifs du capital investi et non au bénéfice administré figurant dans les rapports d'activité des centrales partenaires. Ces composantes de coûts supplémentaires du côté de l'actionnaire entraînent des coûts d'exploitation et de capitaux beaucoup plus élevés que ce que suggèrent les « coûts d'usine » indiqués dans le rapport d'activité de la centrale partenaire.

Relevé des recettes

Les recettes incluent trois composantes: les recettes de la vente d'électricité sur

le marché spot, des produits de services-système (SS) et des garanties d'origine (GO). Les recettes sur le marché spot se basent sur des profils de production horaire qui ont ensuite été évalués au moyen du prix à la bourse du marché spot. Les recettes des exploitants hydrauliques issues de la vente de SS ont été calculées à partir des coûts SS de Swissgrid et attribuées à chaque centrale proportionnellement à sa production, la majeure partie des SS étant proposée par des centrales à accumulation. Étant donné qu'il n'y a pas de marché transparent des GO, une valeur moyenne annuelle spécifique a été calculée à partir des retours des exploitants, valeur qui a ensuite été également attribuée proportionnellement à la production de l'ensemble des centrales.

Résultats

La figure 2 montre les coûts de revient moyens des années 2011–2020 au niveau de la centrale (a) et de l'actionnaire (b), ainsi que les recettes spécifiques. Tandis que les coûts de revient au niveau de la centrale étaient de 5,1 ct./kWh, ils étaient de 6,9 ct./kWh pour l'actionnaire. Les recettes spécifiques moyen-

nes s'élevaient à 6,2 ct./kWh. De ce fait, alors qu'au niveau de la centrale, les coûts de revient étaient sensiblement plus faibles que les recettes, l'effet inverse se produisait pour les coûts au niveau de l'actionnaire, de telle sorte qu'en tenant compte de tous les coûts, une perte spécifique de 0,7 ct./kWh en résultait.

La figure 3 représente l'examen différencié des coûts de revient au niveau de l'actionnaire et des recettes spécifiques pour l'échantillon total (a) et pour la subdivision entre centrales au fil de l'eau (b) et centrales à accumulation (c). On remarque alors que les coûts de capitaux étaient nettement plus élevés pour les centrales à accumulation que pour les centrales au fil de l'eau. Cela n'est pas surprenant, car en première approximation, les coûts de capitaux dépendent de la puissance installée, et que ceux-ci sont en général plus importants pour les centrales à accumulation que pour les centrales au fil de l'eau.

L'examen relatif a montré que les coûts de capitaux représentaient 45% du total, soit le plus grand poste, suivis des coûts d'exploitation à hauteur de

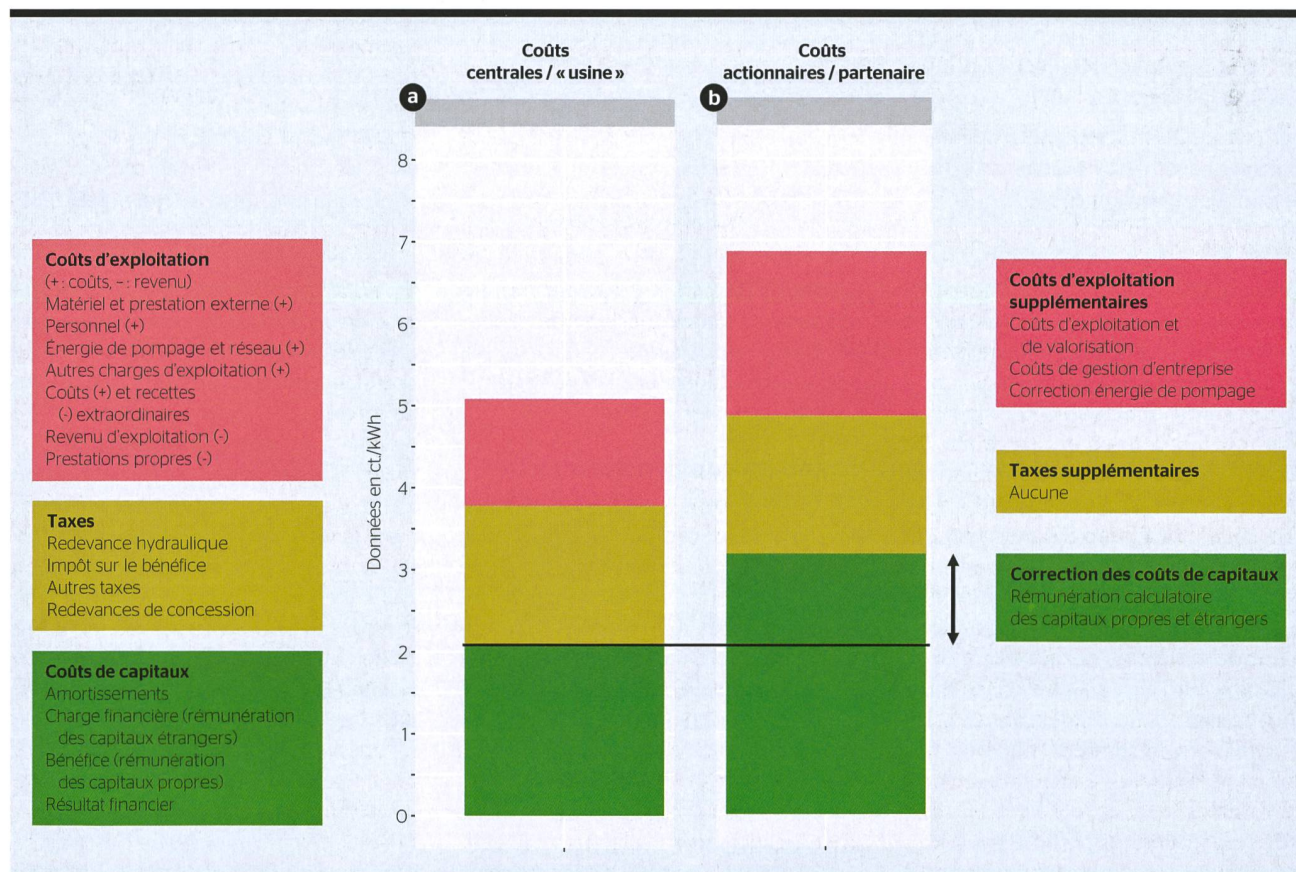


Figure 1 Vue d'ensemble des composantes de coûts pour une centrale (a) et pour un actionnaire (b).

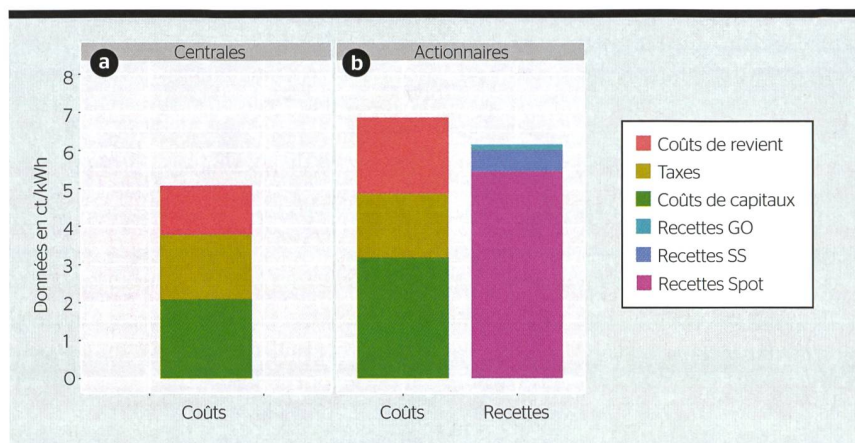


Figure 2 Coûts de revient moyens et recettes spécifiques de l'hydraulique suisse au cours des années 2011-2020 au niveau de la centrale (a) et au niveau de l'actionnaire (b).

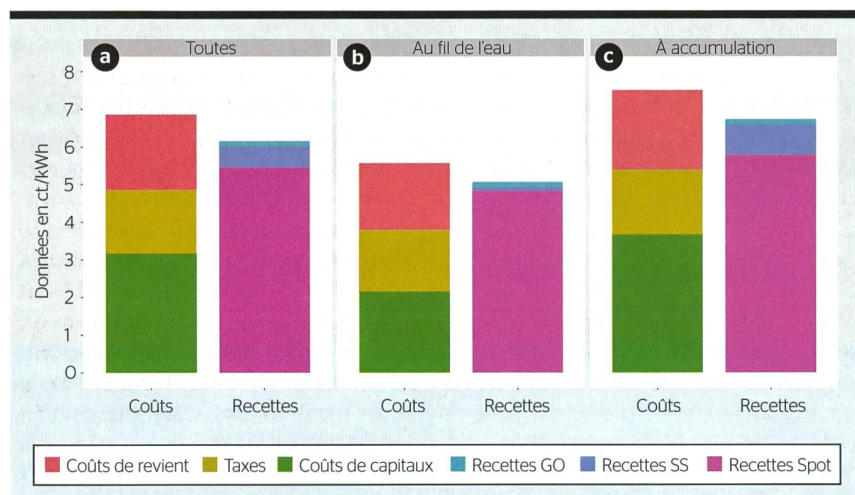


Figure 3 Coûts de revient moyens et recettes spécifiques de l'hydraulique suisse au cours des années 2011-2020 pour l'échantillon total (a), les centrales au fil de l'eau (b) et les centrales à accumulation (c).

30 %, puis des taxes, représentant 25 %. Cette répartition proportionnelle des coûts est restée à peu près constante sur la période examinée.

Les coûts spécifiques de gestion d'entreprise étaient en moyenne de 0,3 ct./kWh, les coûts d'exploitation et de valorisation, de 0,4 ct./kWh. Deux tiers de ces deux types de coûts peuvent être attribués aux charges de personnel, et un sixième chacun aux TIC (technologies de l'information et de la communication) et aux autres coûts.

Tandis que les coûts sont restés à peu près constants au fil des années, les recettes ont fortement fluctué. Les recettes spécifiques à chaque année se sont situées entre 4,6 ct./kWh en 2020 et 8,6 ct./kWh en 2011 (figure 4a). Sur la décennie considérée, les pertes absolues se sont révélées moins fortes pour

les centrales au fil de l'eau que pour les centrales à accumulation; en valeur relative, la perte s'est élevée à 10 % aussi bien pour les centrales au fil de l'eau que pour les centrales à accumulation.

Comment comprendre les résultats

Pendant la décennie examinée, les recettes n'ont pas pu couvrir les coûts de l'hydraulique suisse la plupart des années: pour les centrales de l'échantillon, une perte d'environ 2 milliards de francs en a résulté au total, perte financée pour moitié par les consommateurs finaux captifs et à hauteur de 340 millions de francs par les consommateurs d'électricité via la prime de marché. Pour les sociétés d'exploitation, le déficit s'est monté, au total, à 660 millions de francs. Ce déficit a en effet aussi eu

pour conséquence que de gros exploitants comme Axpo et Alpiq n'ont plus été en mesure de verser de dividendes à leurs propriétaires pendant des années. Pour de plus amples explications sur le relevé de données, la méthodologie et les résultats, se référer à [1].

Environnement de prix actuel

En 2021, les prix du marché ont véritablement pris l'ascenseur. Si, en mai 2020, les prix de l'électricité se situaient à un plus bas historique à la bourse suisse, avec 1,8 ct./kWh, ils ont atteint un record historique vers le haut en décembre 2021 avec plus de 29 ct./kWh. Cette explosion des prix a des raisons multiples: outre une hausse constante des prix des certificats CO₂, les prix du gaz ont surtout massivement augmenté, ce qui, en combinaison avec une reprise économique plus forte qu'attendu et, dans l'ensemble, une production plus faible issue des énergies renouvelables en Europe, a mené à cette hausse des prix. Actuellement, toutefois, rares sont les acteurs à partir du principe qu'une telle hausse va se maintenir à ce niveau sur le marché de l'électricité, ce qui se manifeste dans les cotations de contrat annuel pour l'année 2024. Celles-ci, à 90 euros/MWh [2], restent certes à un niveau remarquable, mais sont néanmoins 60 % plus basses que pour l'année 2022.

Les hautes volatilités sur le marché de l'électricité peuvent certes représenter des opportunités intéressantes pour le négoce. Pour la propension à investir dans l'hydraulique, en revanche, elles ne sont dans l'ensemble pas d'une grande aide, car les estimations de recettes sont alors synonymes de grandes incertitudes, ce qui nécessite de prendre en compte une forte prime de risque dans les calculs d'investissement. La prime de marché – introduite à titre de solution transitoire – assume dans une certaine mesure cette atténuation des risques et a été prolongée par le législateur jusqu'à fin 2030, dans le cadre de l'initiative parlementaire 19.443 adoptée le 1^{er} octobre 2021. En même temps, toutefois, le montant du taux fixe de la redevance hydraulique a lui aussi été prolongé jusqu'à fin 2030, de sorte que l'hydraulique restera, jusqu'à nouvel avis, exposée à la volatilité des prix du marché de l'électricité tout en faisant l'objet de taxes fixes et de coûts de capitaux tous deux élevés.

Sécurité énergétique et durabilité écologique

Outre le caractère abordable de l'approvisionnement en électricité, les deux autres dimensions du triangle d'objectifs de politique énergétique ont aussi mené, en 2021, à des discussions parfois intenses. Le 26 mai 2021, le Conseil fédéral avait annoncé l'abandon des négociations avec l'UE sur un accord institutionnel. Un tel accord avait toujours été considéré comme la condition sine qua non à la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE. De nombreux acteurs avaient déjà mis en garde depuis longtemps contre les répercussions négatives que l'absence d'un tel accord aurait sur le négoce d'électricité. Pourtant, la Suisse a semblé ne prendre conscience que ce printemps que non seulement l'augmentation des importations qui se dessine dans la stratégie énergétique pendant le semestre d'hiver comportait des risques économiques, mais aussi qu'une pénurie physique était concrètement envisageable. En octobre 2021, le Conseil fédéral a pris connaissance de deux rapports sur le thème de la sécurité d'approvisionnement: d'une part, un rapport de l'ElCom décrivant des mesures qui permettraient d'augmenter la sécurité du réseau et la sécurité d'approvisionnement à court et à moyen terme [3] et, d'autre part, une analyse sur les répercussions de différents scénarios de collaboration entre la Suisse et l'UE [4]. Dans cette analyse, il a pu être montré que, dans le pire des cas du scénario sans aucune coopération, les besoins indigènes en électricité ne pourraient plus être couverts en l'an 2025 déjà pendant 47 heures dès la fin du mois de mars. Suite à cela, le Conseil fédéral a invité l'ElCom à élaborer un «concept charge de pointe-centrale à gaz». En même temps, à travers le message sur la révision de la Loi sur l'approvisionnement en électricité et de la Loi sur l'énergie, d'autres mesures ont été soumises au Parlement pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes, en particulier une réserve d'énergie pour sécuriser l'approvisionnement au printemps et le développement de la production hivernale de 2 TWh grâce aux centrales hydrauliques d'ici à 2040.

Perspectives

Des craintes existent que le développement des énergies renouvelables se

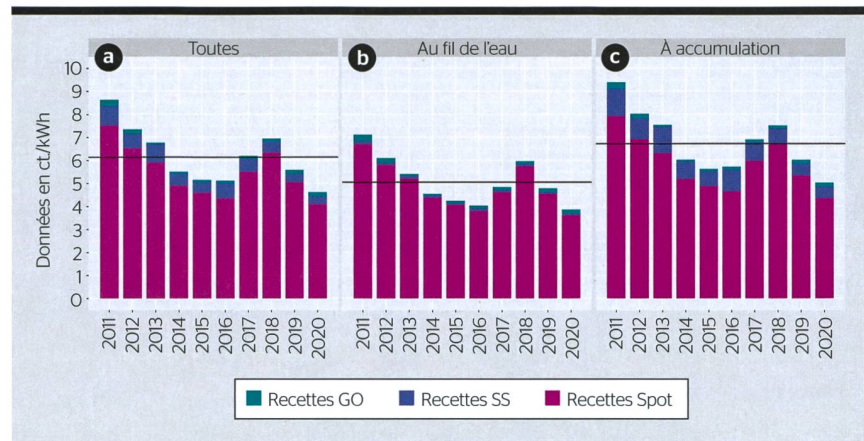


Figure 4 Évolution des recettes spécifiques au cours des années 2011-2020 pour l'échantillon total (a), les centrales au fil de l'eau (b) et les centrales à accumulation (c), complétée par la moyenne pondérée par la quantité.

fasse trop lentement – ce qui ferait encore augmenter les besoins d'importation par rapport à ce que prévoit le scénario de référence des Perspectives énergétiques 2050+. Certes, les valeurs indicatives pour l'année 2020 ont été, d'après le rapport actuel de monitoring de l'OFEN, légèrement dépassées, mais le développement annuel devrait fortement s'accélérer avec les nouvelles valeurs cibles proposées dans le message sur la révision de la Loi sur l'énergie. Pour l'hydraulique aussi, les oppositions et les procédures judiciaires qui s'ensuivent entraînent un retard dans les projets d'agrandissement et de nouvelles constructions. C'est pourquoi des acteurs importants ont échangé sur les défis de l'hydraulique dans le cadre d'une table ronde. Lors de la séance de clôture du 13 décembre 2021, une déclaration commune a été signée, qui liste explicitement 15 projets de centrales à accumulation ayant priorité, et grâce auxquels on pourrait atteindre une production saisonnière supplémentaire de l'ordre de 2 TWh d'ici à 2040.

Conclusion

Grâce, notamment, aux prix élevés de l'électricité et à l'abandon des négociations avec l'UE, l'année 2021 a apporté une dynamique dans les discussions autour de l'approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement. De premières mesures concrètes ont été adoptées pour améliorer la propension à investir dans les énergies renouvelables. En outre, le Parlement discute actuelle-

ment de mesures plus amples pour assurer la sécurité d'approvisionnement, et des clarifications et idées supplémentaires ont été engagées. Concernant la pesée des intérêts entre protection et utilisation dans le contexte du maintien et du développement des énergies renouvelables, un revirement est perceptible dans la perception du grand public. Les énergies renouvelables sont un fondement central de la protection du climat et la protection du climat, une base pour le maintien des ressources naturelles et, partant, de la biodiversité: cette conclusion semble s'imposer. Ces signaux toujours plus forts sont tous à voir d'un œil positif – reste à espérer que la volonté d'agir, actuellement perceptible, subsiste tant pour le maintien de l'hydraulique que pour le développement de l'ensemble des énergies renouvelables.

Références

- [1] Michel Plot, «Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2011 bis 2020», Eau Énergie Air 4/2021, p. 191-204.
- [2] «Rapport du marché à terme du 4 janvier 2022», ElCom, 2022.
- [3] «Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau», Rapport à l'attention du DETEC / du Conseil fédéral, ElCom, 13 octobre 2021.
- [4] «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU - Schlussbericht», Frontier Economics, étude sur mandat de l'OFEN, 2021.



Auteur

D' Michel Plot est expert en énergie à l'Association suisse pour l'aménagement des eaux ASAE.
→ ASAE, 5401 Baden
→ michel.plot@swv.ch

¹⁾ L'unité des coûts et des recettes est le franc suisse (CHF); l'unité des coûts de revient, des coûts spécifiques, des recettes, des bénéfices et des pertes est le centime par kilowattheure (ct./kWh).



NEU!

Die neue Bauarbeiten-
verordnung kommt.

Jetzt
informieren
[suva.ch/
bauav2022](https://suva.ch/bauav2022)

Das Leben ist schön, solange nichts passiert.
Deswegen wurde die Bauarbeitenverordnung überarbeitet
und noch sicherer gemacht. Informieren Sie sich jetzt
über Änderungen, die für Sie per 1. Januar 2022 verbindlich sind.