

Lohnen sich Investitionen in bestehende Wasserkraftwerke?

Autor(en): **Hangartner, Gilbert / Güttinger, Moritz / Klemenz, Valerian**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **106 (2015)**

Heft 11

PDF erstellt am: **23.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-856731>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Lohnen sich Investitionen in bestehende Wasserkraftwerke?

Risikobasierte Investitionspriorisierung am Beispiel eines EWZ-Kraftwerks in Graubünden

Viele Betreiber von Schweizer Wasserkraftwerken sehen sich derzeit mit der Frage konfrontiert, ob sich angesichts des angespannten Marktumfeldes Investitionen in bestehende Wasserkraftwerke überhaupt noch lohnen. Ausgehend von dieser Frage, hat der Energieversorger EWZ in einem Pilotprojekt die Rentabilität seines Kraftwerkes in Rothenbrunnen beurteilt. Dabei zeigte sich: Durch das bewusste Eingehen eines kontrollierten Risikos lässt sich die Rentabilität des Kraftwerks erhöhen.

Gilbert Hangartner, Moritz Güttinger, Valerian Klemenz

Wasserkraftwerke sind langlebige Infrastrukturen mit einer bedeutenden Erstinvestition. Die wasserbaulichen Teile wie Staumauer und Stollen haben eine Lebensdauer von 80 Jahren und mehr. Komponenten kürzerer Lebensdauer werden traditionell bei Konzessionsmitte ersetzt oder erneuert, was einen grossen Kostenblock darstellt. In der aktuellen Situation von grosser Unsicherheit in der Energiepolitik und tiefen Strompreisen stellt sich die Frage nach der Rentabilität dieser Investitionen. EWZ hat anhand eines Pilotprojekts eine Methode angewendet, wie die Rentabilität der verschiedenen Investitionsvarianten unter Einbezug des entsprechenden Ausfallrisikos objektiv beurteilt werden kann. Angesichts des laufenden Umbaus zum Energiedienstleister und dem entsprechenden Investitionsbedarf für neue Geschäftsfelder stellt sich für EWZ die Frage, ob Ersatzinvestitionen in bestehende Kraftwerke möglicherweise auf später verschoben werden können und was die Konsequenzen einer eventuellen Verschiebung sind.

Traditionell waren Erneuerungsprojekte stark technisch getrieben. Die hohen Opportunitätskosten aufgrund der Nichtverfügbarkeit während der Erneuerung führten zudem dazu, dass Erneuerungen verschiedener Komponenten gerne in einem Gesamterneuerungsprojekt gruppiert wurden. Die aktuell tiefen Energiepreise und die angespanntere Liquiditätssituation der Energieproduzenten

führen dazu, dass die bisher «beste» Variante (alle technisch nötigen Massnahmen, um das Kraftwerk in einen «perfekten» Zustand zu versetzen) nicht mehr unbedingt die wirtschaftlichste bzw. die strategisch geschickteste ist. Heute ist ein Denken in Szenarien gefordert, welche durch eine Modellrechnung jeweils auf die Gesamtwirtschaftlichkeit und den Cashflow beurteilt werden. Dieses Modell liefert dann die Grundlagen für den Szenarienentscheid und eignet sich als ideales Kommunikationsmittel

zwischen den verschiedenen Unternehmensrollen: Der Betreiber kann verschiedene Betriebsmodi einfließen lassen, der Techniker kann den Nutzen der Beseitigung von alterungsbedingten Ausfallrisiken aufzeigen, und der Entscheidungsträger kann ein der Wirtschaftlichkeit und den Budgetvorgaben entsprechendes Szenario auswählen.

Die zentrale Frage bei einem Investitionsentscheid ist: Welchen Wert hat die Investition für das Unternehmen? Im Gegensatz zu einer traditionellen Investitionsbewertung basiert diese Bewertung auf einer detaillierten technischen Analyse und beinhaltet eine Abwägung zwischen den Investitionskosten und dem daraus generierten Nutzen in Bezug auf die Risikominderung.

Kraftwerk Rothenbrunnen

Die Studie wurde am Beispiel des EWZ-Kraftwerks Rothenbrunnen (**Bild 1**) im Kanton Graubünden durchgeführt. Das Kraftwerk Rothenbrunnen wurde in den Jahren 1973 bis 1977 als Ergänzung zum Albulawerk Sils gebaut, welches weiterhin in Betrieb ist und als indirekte



Bild 1 Die Kraftwerkszentrale Rothenbrunnen.

Schritt	Vorgehen	Resultat
Zustandsbeurteilung	Qualitative Zustandsbewertung (Alter, Inspektionsresultate, Betriebshistorie)	Zuteilung der Komponenten in fünf Zustandsklassen.
Risikoidentifikation und qualitative Beurteilung	Identifiziert mit Funktionsanalyse und Analyse bestehender Massnahmenpläne. Wahrscheinlichkeit und Schäden in Bezug auf direkte Kosten, Produktionsausfall und Sicherheit wurden auf je einer 5-stufigen Skala bewertet.	Risikoliste in einer Risikomatrix. Für die Triage wurde der Schaden mit einer Max-Funktion aggregiert.
Triage	Unabdingbare Massnahmen, z.B. bezüglich Sicherheit werden individuell beurteilt, unbedeutende Risiken weggelassen.	Beschlossene Massnahmen für nicht akzeptierbare Sicherheitsrisiken sind für alle Szenarien (auch das «Null-Szenario») obligatorisch. Andere Risiken werden der wirtschaftlichen Optimierung zugeführt.
Quantitative Beurteilung	Restliche Risiken (zirka 50 Risiken) werden detailliert quantitativ bewertet.	Risikoinventar mit Ausfallwahrscheinlichkeit als Funktion der Zeit zur Berücksichtigung der Alterung; sowie die direkten Schadenkosten und der Produktionsausfall.
Massnahmen	Zur Risikominderung werden entsprechende Massnahmen vorgeschlagen und deren Kosten abgeschätzt (direkte Kosten, Ausfalldauer) und Nutzen in Bezug auf Risikominderung.	Massnahmeninventar (inkl. Alternativmassnahmen) mit Kosten und Nutzen.
Szenarienbildung	Auswahl der Massnahme unter Alternativmassnahmen, Bestimmung des Zeitpunkts, Bündelung.	

Tabelle 1 Ablauf der Methode. Die Risikobeurteilung wurde gemeinsam von EWZ-Ingenieuren und Betriebspersonal und externen Experten durchgeführt.

«Redundanz» dient, wenn auch bei geringerer Produktionseffizienz. Rothenbrunnen ist ein Laufkraftwerk, das zusammen mit dem als Ausgleichsbecken dienenden Stausee Solis aber auch die Tagesspitzen abdecken kann. Die Zentrale Rothenbrunnen ist mit einer vertikalen Francis-Turbine mit darüberliegendem Generator ausgerüstet. Weite Teile des Werks befinden sich noch im Originalzustand. Bei einer Ausbauwassermenge von 25 m³/s und einem Bruttogefälle von 210 m beträgt die maximale Turbinenleistung 38 MW und die durchschnittliche Jahresproduktion 186 GWh. Aufgrund der Marktsituation hat sich das Betriebsregime in den letzten Jahren deutlich verändert: So werden mehr Start/Stopps ausgeführt, und es wird mehr Blindleistung produziert. Dies führt zu einer bedeutend höheren Beanspruchung der Anlage.

Methode

Für die Bewertung der einzelnen Investitionsszenarien wird die Nettobarwertmethode verwendet. Der wesentliche Cash-In ist der Energieertrag, abhängig von Anlagenverfügbarkeit und Energiepreis. Die wesentlichen Cash-Outs sind Investitions- und Unterhaltskosten sowie die Risikokosten – Wiederherstellungskosten bei einem Risikoeintritt. Die

beiden Grössen «Anlagenverfügbarkeit» und «Risikokosten» hängen direkt von den technischen Gegebenheiten ab, und wurden zusammen mit den EWZ-Ingenieuren und -Betreibern berechnet. Die dazu notwendigen Schritte sind in **Tabelle 1** dargestellt.

In der Zustandsbewertung wurden die zirka 100 Komponenten der Anlage beurteilt. Daraus abgeleitet wurden 60 Risiken definiert und quantitativ bewertet. 50 Massnahmen zur Risikominderung wurden nach Massnahmenkosten und Wirkung auf die Risiken bewertet.

Der Ersatz bzw. die Revision einer Komponente erfolgt demnach nicht mehr gemäss dem Alter der Kompo-

nente, sondern aufgrund des Nutzens in Bezug auf Risikominderung.

Die Massnahmenvarianten bilden insbesondere folgende Fragen ab: Ist ein Vollersatz oder eine Reparatur sinnvoller? Wann ist der richtige Zeitpunkt für eine Massnahme? Sollen alle Massnahmen gleichzeitig (tiefer geplanter Produktionsverlust) oder gestaffelt (maximale Ausnutzung der Restlebensdauer) durchgeführt werden? Zur Beantwortung dieser Fragen werden verschiedene Szenarien gebildet, die jedoch alle eine technisch gangbare Variante darstellen müssen. Als Basisvergleich dient das «Null-Szenario»: Lediglich sicherheitstechnisch nötige Massnahmen werden durchgeführt.

Alle so erstellten Szenarien werden mit einem Simulationsprogramm berechnet. Die geplanten Massnahmen werden ausgeführt und die Restrisiken werden mit der Monte-Carlo-Methode aggregiert. Dies ermöglicht für jedes Szenario die Berechnung aller Indikatoren: Einnahmen, Kosten, Kraftwerksverfügbarkeit; und damit der Wertefunktionen: Cashflows und risikobasierter Nettobarwert (RNI). Zusätzlich wird für die Sensitivität gegenüber den Modellparametern wie Energiepreis und gewichteter Kapitalkostensatz (WACC) berechnet.

Die simulierten Resultate werden vergleichend über verschiedene Dimensionen dargestellt. Nebst der jährlichen Entwicklung werden insbesondere die Wahrscheinlichkeitsverteilung der verschiedenen Indikatoren und deren Sensitivität nach den Energiepreisen dargestellt.

Ergebnisse

Die in **Tabelle 2** dargestellten Szenarien und Ergebnisse sind schematisch und weichen von den tatsächlichen Gegebenheiten ab. Sie entsprechen jedoch in der Struktur den realen Resultaten und Überlegungen.

Szenario	Beschreibung
S1 – Null	Nur sicherheitstechnische Massnahmen
S2 – Sofort	Die gesamten Massnahmen werden sofort umgesetzt. Minimaler geplanter Produktionsausfall, keine vollständige Ausnutzung der Restlebensdauer.
S3 – 2 Blöcke Mech Max	Die Erneuerung wird in zwei Massnahmenblöcken durchgeführt, die Restlebensdauer der mechanischen Komponenten wird maximal ausgeschöpft. Die Leittechnik wird vor dem optimalen Zeitpunkt ersetzt, jedoch gemeinsam mit dem dringenden Ersatz der Erregung.
S4 – 2 Blöcke Leit Max	Die Erneuerung wird in zwei Massnahmenblöcken durchgeführt, die Restlebensdauer der Leittechnik wird ausgeschöpft, die Erregung jedoch sofort ersetzt.
S5 – 3 Blöcke, Erregung sofort	Die Erneuerung wird in drei Massnahmenblöcken durchgeführt, die Restlebensdauern werden voll ausgeschöpft und eine grössere geplante Stillstandszeit wird in Kauf genommen.

Tabelle 2 Szenarienbeschreibung der «technisch sinnvollen» Szenarien.

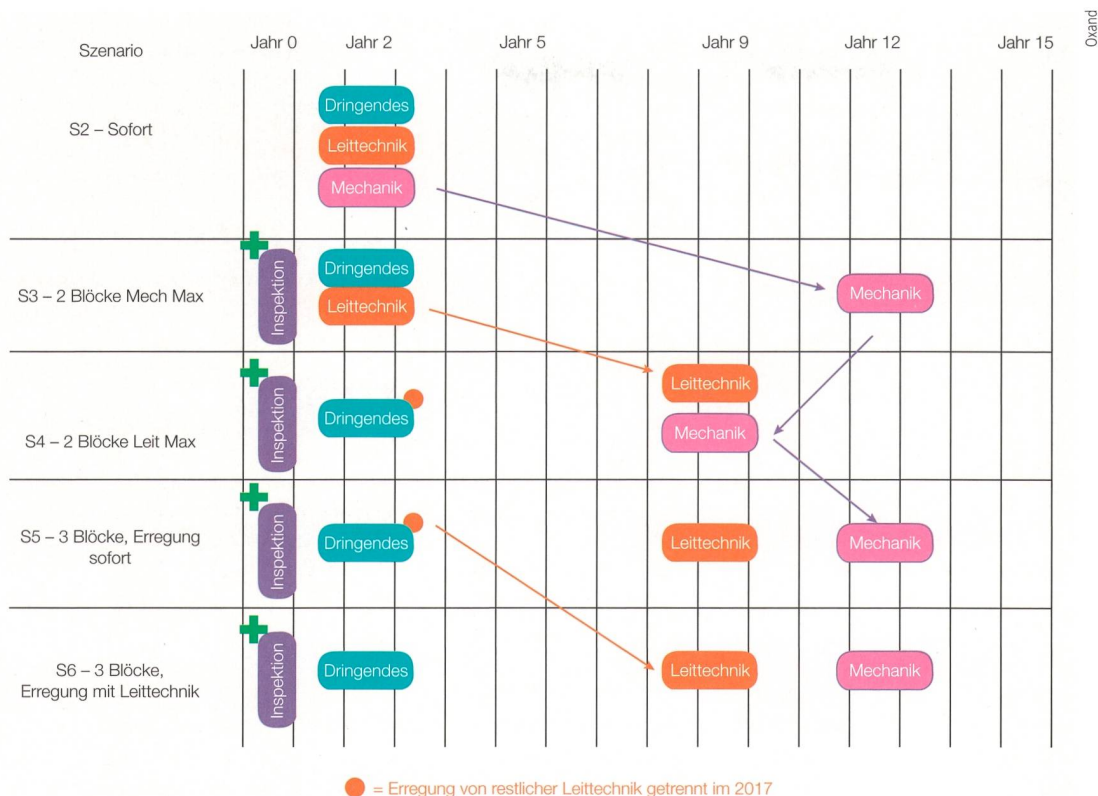


Bild 2 Zeitliche Staffelung der einzelnen Massnahmenblöcke je Szenario.

Da sie die geplanten Massnahmen in einer technisch sinnvollen Weise gruppieren, wurden neben dem «Null-Szenario» (nur sicherheitstechnisch unumgängliche Massnahmen) weitere Szenarien als sinnvolle Varianten identifiziert. Für jedes Szenario wurde eine lokale Zeitpunktoptimierung durchgeführt (Bild 2).

Im Szenarienvergleich werden nebst der jährlichen Kostenentwicklung hauptsächlich der RNI und der Cashflow über die nächsten Jahre betrachtet (Bild 3).

Das «Null-Szenario» ist – auch bei tiefen Energiepreisen – nicht optimal. Dieses Szenario ist zwar interessant in den ersten Jahren, aber anschliessend werden insbesondere die Kosten des Produktionsverlusts aufgrund der häufigen Ausfälle zu hoch.

Gut schneidet die von den Technikern vorgeschlagene Gesamtanierung (S2) ab, da sie trotz hoher Kosten eine hohe Verfügbarkeit garantiert. Dies kann u.a. dadurch erklärt werden, dass es sich beim Speicher Solis nur um einen Tagesspeicher handelt und sich Ausfälle sehr schnell in Einnahmeneinbussen niederschlagen.

Es hat sich jedoch gezeigt, dass die durch Ausnutzung der Restlebensdauer ermöglichte Staffelung der Investitionen eine signifikante Verschiebung der Investitionen bei einem kontrollierbaren

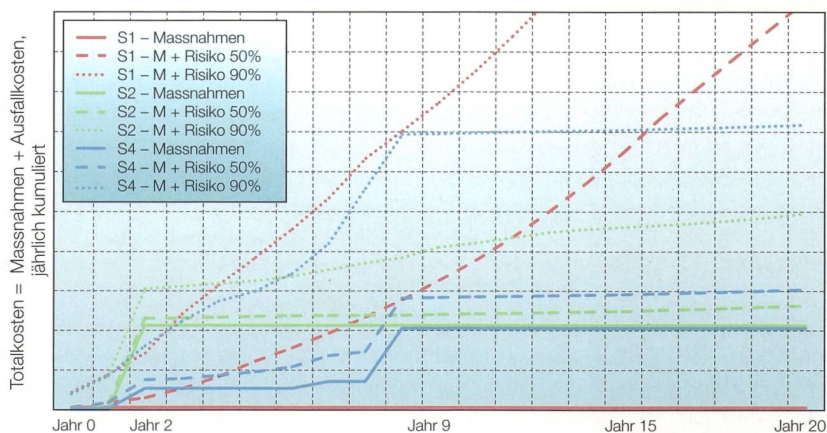


Bild 3 Jahreskumulierte Totalkosten (direkt und Ausfallkosten) für drei Szenarien (nur Massnahmenkosten, + Risikokosten 50 % Quantil, 90 % Quantil).

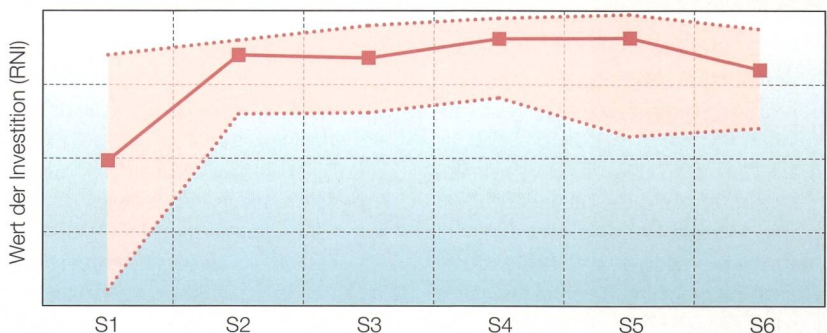


Bild 4 Risikobasierter Nettobarwert der Investition (RNI) für alle Szenarien (Median sowie 10%- und 90%-Quantil).

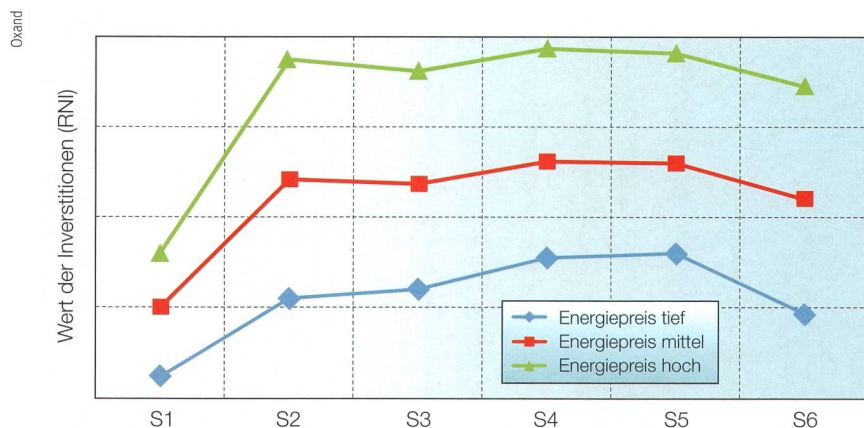


Bild 5 Risikobasierter Nettobarwert der Investition (RNI) für alle Szenarien (Median) unter Annahme verschiedener Energiepreisvektoren.

Risiko ermöglicht. Die Szenarien 4 und 5 sind nicht nur gesamthaft gesehen leicht wirtschaftlicher als das Szenario 2, sondern erlauben auch eine Verschiebung der Investitionen zugunsten des Aufbaus neuer Geschäftsfelder.

Zwischen dem Szenario S4 und S5, welche einen ähnlichen Medianwert aufweisen, ist das Szenario S4 vorzuziehen, da es risikoresistenter ist: 90% Quantil ist deutlich besser (Bild 4).

Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass der Absolutbetrag der Rentabilität der Investition zwar stark vom Energiepreis abhängt, die Entscheidung für welches Investitionsszenario jedoch robust gegenüber der Energiepreisprognose ist (Bild 5).

Nutzen

Die entwickelte Methode erlaubt, die Rentabilität von Investitionen zu beurteilen. Insbesondere in der heutigen Situation, in der Kostenoptimierungen nötig sind, erlaubt sie, die längerfristigen Risiken einer Einsparung zu bewerten, und damit den Einfluss auf die langfristige Werthaltung vorherzusagen. Nur so kann diese gesichert werden, und langfristig kontraproduktive Sparmassnahmen können abgewendet werden.

Die EWZ-Studie hat gezeigt, dass verschiedene Varianten zwischen den beiden Extremvarianten «Sofort Investieren» oder «Nicht Investieren» denkbar sind. Im Fall des Kraftwerks Rothenbrunnen ist es möglich, durch bewusstes Eingehen eines kontrollierbaren Risikos die Rentabilität der Anlage zu erhöhen und v.a. durch die Verschiebung der Investitionen den Cashflow kurzfristig deutlich zu verbessern.

Aufgrund der Studie konnte ein bewussterer Investitionsentscheid gefällt

werden, der bei allen Beteiligten eine hohe Akzeptanz geniesst. Die Methode hat den Vorteil, die Kommunikation zu

verbessern und einen qualifizierten und nachvollziehbaren Entscheid zu fällen.

Autoren

Gilbert Hangartner ist Berater im Risiko- und Assetmanagement für Stadtwerke bei Oxand. Zuvor war er Mitarbeiter bei einem grösseren Schweizer Stadtwerk. Er studierte Physik, Chemie und Biologie.

Oxand SA, 1005 Lausanne
gilbert.hangartner@oxand.com

Moritz Güttinger, Umweltingenieur ETH, ist verantwortlich für Innovation und Spezialprojekte bei EWZ.
EWZ, 8050 Zürich
moritz.guettinger@ewz.ch

Valerian Klemenz, Master of Science ETH in Energy Science and Technology, ist Projektleiter im strategischen Asset Management, Energieproduktion bei EWZ.

EWZ, 8050 Zürich
valerian.klemenz@ewz.ch

Verfasser dieses Artikels ist Gilbert Hangartner. Er wurde unterstützt von Moritz Güttinger und Valerian Klemenz. Die Autoren bedanken sich bei allen beteiligten Mitarbeitenden des EWZ für ihre Unterstützung.

Résumé

Les investissements dans des centrales hydrauliques

existantes sont-ils rentables?

Priorisation des investissements basée sur les risques et appliquée à une centrale hydraulique EWZ

Les installations hydrauliques nécessitent des investissements initiaux considérables, mais possèdent une longue durée de vie. Tandis que les structures génie-civil (barrage et galeries) ont une durée de vie de 80 ans et plus, les gros composants électromécaniques doivent être renouvelés plus rapidement, traditionnellement une fois, à mi-vie de la concession.

Avec les prix très bas que l'on connaît actuellement sur le marché de l'électricité et les grandes incertitudes qui pèsent sur la future politique énergétique, la rentabilité de tels investissements n'est plus automatiquement assurée. EWZ a testé sur sa centrale de Rothenbrunnen (Grisons) une méthode basée sur l'analyse des risques techniques pour évaluer objectivement la rentabilité de la centrale basée sur les risques techniques.

La méthode repose sur le calcul d'une Valeur Actualisée Nette (VAN) intégrant les risques. Les flux financiers positifs (revenus) viennent de la vente d'énergie, directement liée à la disponibilité de la centrale et au prix de l'énergie, deux paramètres largement incertains. Les flux négatifs (dépenses) sont principalement constitués des coûts d'investissement et d'entretien, ainsi que du coût des risques. Le niveau des dépenses consacrées au renouvellement et à l'entretien influence directement la disponibilité et le coût des risques, qui sont calculés sur la base d'une analyse de risques établie par les ingénieurs et exploitants d'EWZ. On peut donc mesurer le niveau de risque et la performance (rentabilité) de différents scénarios de maintenance en jouant sur la planification des interventions.

Dans le cas étudié, les calculs montrent qu'il est nécessaire d'investir (le scénario « S1 – Rien faire » n'est pas le plus rentable). À l'opposé, le scénario « S2 – réhabilitation complète » représente un investissement considérable à court terme, mais promet une belle rentabilité et un faible niveau de risque. L'optimisation consiste à identifier des scénarios alternatifs qui proposent un étalement des dépenses tout en présentant une rentabilité semblable, voire supérieure à celle du scénario de référence S2.

Une étude de sensibilité des résultats de l'étude au prix de l'énergie a été menée, en raison de l'effet important de ce paramètre sur les revenus de la centrale. Elle a montré que, même si la valeur absolue de la rentabilité est très influencée par ce paramètre, le choix du « meilleur scénario » est relativement insensible au niveau de prix.

Ainsi, EWZ a pu démontrer la rentabilité de l'investissement projeté, même dans les conditions actuelles difficiles sur le marché de l'énergie. Des variantes alternatives à la réhabilitation complète et immédiate ont été identifiées, permettant de faire des économies et d'améliorer la gestion du cashflow avec une prise de risque contrôlée. Grâce à la démarche participative autour de la méthode, la prise de décision est soutenue par une vision objective des variantes possibles et se trouve ainsi mieux partagée par tous les acteurs concernés par la décision.

B. Géhant