

Whitepaper

Rinnovo di concessioni idroelettriche:

opportunità e sfide

The Power of Energy





Premessa

Gentili lettrici, cari lettori,

l'energia idroelettrica è un bene essenziale per la Svizzera, sia per quanto concerne la società che l'economia. Quasi il 60 per cento della produzione nazionale di elettricità proviene da questa fonte energetica rinnovabile fondamentale. L'energia idroelettrica vanta inoltre una lunga tradizione. Le prime centrali idroelettriche della Svizzera sono sorte all'inizio del secolo scorso. L'energia idroelettrica conobbe un vero e proprio periodo di massimo splendore negli anni Cinquanta e Sessanta, quando furono costruite numerose centrali ad accumulazione e ad acqua fluente. Per l'esercizio e l'utilizzo dell'acqua le imprese energetiche necessitavano di una concessione del rispettivo Cantone e/o dei Comuni. Tali concessioni sono state rilasciate, nella maggior parte dei casi, per una durata di 80 anni.

Per questo motivo l'energia idroelettrica sta per attraversare grandi cambiamenti. Nei prossimi anni e decenni scadranno le concessioni di numerose centrali elettriche. In sostanza, i concedenti hanno quindi due possibilità. Essi possono rilevare le centrali elettriche, ossia esercitare la cosiddetta riversione, oppure possono rilasciare una nuova concessione alle società precedenti o a nuove società.

Entrambe le varianti presentano vantaggi e svantaggi, opportunità e rischi. Non esistono soluzioni già pronte. Le centrali

si differenziano per ubicazione, potenza, esercizio, proprietà, concedente e altro ancora. Verso la fine della concessione sorgono quindi numerose questioni complesse. Le sfide poste dalla produzione di energia idroelettrica sono impegnative e richiedono un'interazione efficace, efficiente e innovativa tra gestione operativa e direzione, engineering, asset management, commercializzazione dell'energia elettrica nonché aspetti ambientali e sociali. Altri fattori come i cambiamenti climatici, gli eventi meteorologici estremi o le fluttuazioni dei prezzi dell'energia elettrica pongono i proprietari di centrali elettriche di fronte a ulteriori sfide.

Riversione o no? In realtà non si tratta di una domanda facile. Il presente white paper intende contribuire a garantire che la valutazione delle opportunità e dei rischi possa essere effettuata su una solida base fattuale. Esso trasmette conoscenze specialistiche su questioni economiche, tecniche, giuridiche e di altro genere riguardanti la fine della concessione. Infatti, in ultima analisi, si tratta di qualcosa di più di un «solo» chiarimento dei futuri rapporti di proprietà. L'accento è posto niente meno che sulla sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera sulla base delle energie rinnovabili.

Sintesi

La presente sintesi del white paper si prefigge di fornire una panoramica sistematica delle principali **opportunità e sfide legate al rinnovo delle concessioni di diritti d'acqua** in Svizzera. Essa si rivolge alle istanze decisionali nei Comuni e nei Cantoni, al pubblico interessato in generale e alle imprese energetiche che si trovano ad affrontare il rinnovo delle concessioni idroelettriche.

Viene consapevolmente adottata una **prospettiva globale**: la presente sintesi fornisce, in forma concisa, una panoramica dei principali contesti, meccanismi e fattori decisionali, senza pretendere di essere esaustiva. Per informazioni più dettagliate si rimanda alla versione integrale del white paper. Sia la versione sintetica che quella integrale non approfondiscono singoli dettagli giuridici, tecnici o economici, ma servono a contestualizzarli nel quadro generale. L'obiettivo è quello di fornire una comprensione degli aspetti centrali e di offrire una base oggettiva per ulteriori analisi e processi decisionali politici.

Di seguito sono illustrate le **opzioni d'intervento dell'ente pubblico in caso di riversione o di rinuncia alla riversione**. Successivamente vengono analizzati **opportunità e rischi di una maggiore partecipazione nelle centrali elettriche**. In una terza fase, la **partecipazione agli utili** viene rappresentata, **quale possibile soluzione intermedia**, mediante un'**indennità per rinuncia alla riversione (cosiddetta Heimfallverzichtsentschädigung, HVE)**. Infine, vengono formulati orientamenti per l'ente pubblico.

Riversione o rinuncia alla riversione? – Opzioni dell'ente pubblico

Panoramica

Nei prossimi trent'anni in Svizzera saranno rinnovate numerose concessioni di centrali idroelettriche. I Cantoni e in parte i Comuni in qualità di concedenti («**concedenti**») o di enti pubblici aventi diritto di riversione («**enti pubblici**») hanno in linea di principio due possibilità: **riversione** o **rinuncia alla riversione**. In caso di riversione, alla scadenza del diritto di utilizzazione, di regola le parti idrauliche dell'impianto passano senza indennizzo all'ente pubblico; per le parti elettromeccaniche dell'impianto è dovuto un'«equa» indennità. Successivamente i concedenti assegnano nuovamente il diritto di utilizzo delle acque. In caso di rinuncia alla riversione, la concessione è rilasciata dopo l'estinzione del diritto di utilizzazione a una società elettrica, per la quale i restanti azionisti partner versano in generale all'ente pubblico un'indennità per rinuncia alla riversione. In entrambe le varianti, l'ente pubblico può partecipare con una quota maggiore, invariata o inferiore e coinvolgere terzi – ad esempio le imprese energetiche non direttamente appartenenti all'ente pubblico. Finora l'ente pubblico era perlopiù azionista minoritario delle società elettriche e da queste ultime riceveva entrate stabili, indipendenti dall'andamento del mercato e quindi a basso rischio, come ad esempio i canoni per i diritti d'acqua.

Tramite una concessione, l'ente pubblico avente diritto di rilascio della concessione risp. concedente conferisce, in qualità di concedente, a una società elettrica («**concessionaria**»), un diritto esclusivo e limitato nel tempo di utilizzare un corso d'acqua pubblico o un potenziale idroelettrico per la produzione di energia elettrica. In Svizzera la durata della concessione è limitata a 80 anni al massimo. Alla scadenza della concessione il diritto di utilizzazione si estingue. Se nel contratto di concessione originario o nella legge cantonale sulle forze idriche è previsto, come è consuetudine, un diritto di riversione e se tale riversione viene effettivamente esercitata, gli edifici e gli impianti connessi al diritto d'utilizzazione passano all'ente pubblico avente il diritto di riversione (generalmente il Cantone ed eventualmente i Comuni di ubicazione).

Poiché l'ente pubblico avente il diritto di rilascio della concessione («concedente») è di regola anche l'avente il diritto di riversione (cfr. glossario), qui di seguito i termini «concedente» ed «ente pubblico» saranno utilizzati come sinonimi.

Nell'ambito delle concessioni in scadenza, l'ente pubblico dispone sostanzialmente di **quattro opzioni di intervento**, come illustrato nella figura seguente.

Due opzioni di intervento comportano l'esercizio della riversione e due prevedono la rinuncia all'esercizio della stessa:

1. Riversione con partecipazione di terzi: Esercitare la riversione e rilasciare una nuova concessione a una società elettrica che, di regola, è una cosiddetta «Partnerwerk» e alla quale partecipano terzi ed eventualmente l'ente pubblico. Tra gli azionisti possono essere rappresentati anche azionisti esistenti. L'ente pubblico può partecipare alla società in misura maggiore, invariata o inferiore rispetto a prima.

2. Riversione senza partecipazione di terzi: Esercitare la riversione e trasferire l'opera all'ente pubblico mediante nuova concessione, sia tramite un'assunzione di beni da parte di un istituto di diritto pubblico (p. es. AET, EKZ) o di una divisione di servizi di una pubblica amministrazione (p. es. ewz), o tramite una società anonima (SA) interamente di proprietà dell'ente pubblico (p. es. AEW, EKT). Un esercizio in proprio senza concessione (utilizzazione propria) è in linea di principio possibile dal punto di vista giuridico, ma in molti casi potrebbe non essere appropriato per ragioni di responsabilità civile e di finanziamento.

3. Rinuncia alla riversione: Rinnovo della concessione a un concessionario – di norma una Partnerwerk – senza esercizio della riversione. In questo modo i concedenti possono partecipare alla società elettrica con una quota maggiore,

Scadenza della concessione in vigore

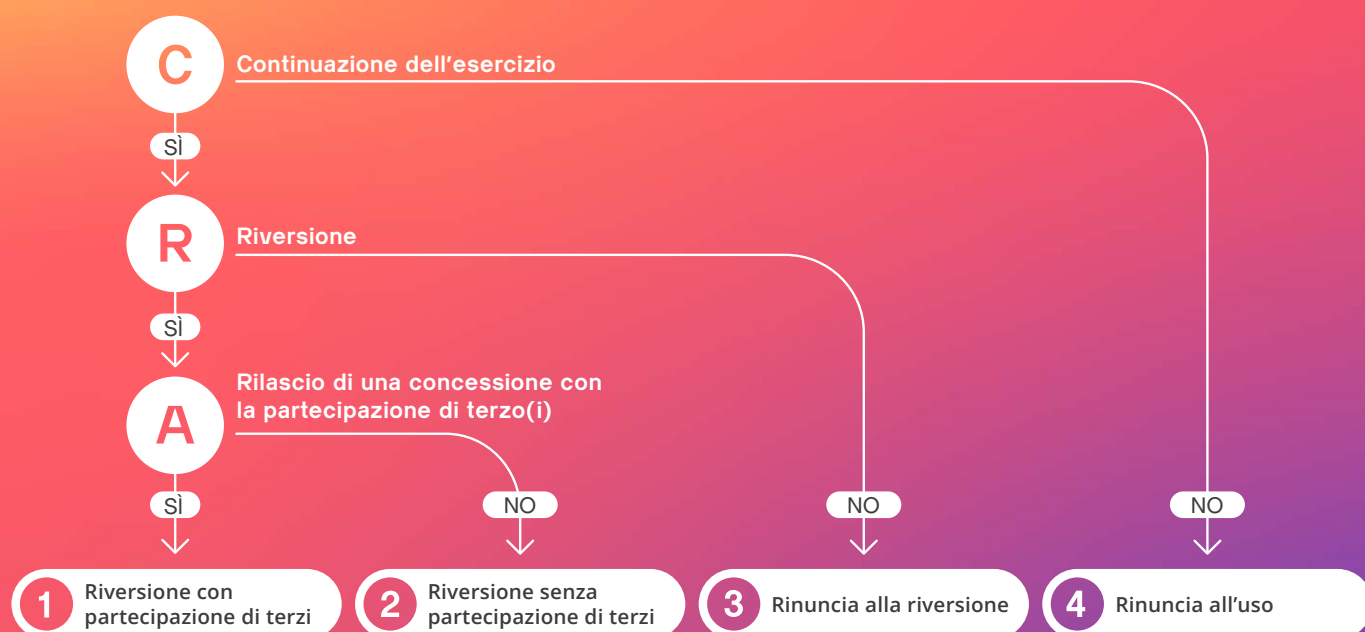


Figura 1: Possibilità di rinnovo di una concessione in scadenza.

invariata o inferiore rispetto a prima. In caso di rinuncia, i restanti azionisti originari della Partnerwerk corrispondono ai concedenti generalmente un'indennità per rinuncia alla riversione.

- 4. Rinuncia all'utilizzazione:** Nessuna nuova concessione e l'abbandono dell'utilizzazione delle acque. Questa opzione sarà presumibilmente utilizzata raramente e sarebbe in contraddizione con le strategie idroelettriche cantonali.

In caso di riversione sussiste un margine di negoziazione per l'indennizzo di determinati componenti dell'impianto: le parti idrauliche dell'impianto (nel linguaggio comune, ma imprecisamente anche denominate parti «bagnate» dell'impianto), come dighe di sbarramento, corsi d'acqua e turbine, sono di norma restituite gratuitamente ai concedenti, sempre che la concessione non preveda diversamente. Per le parti elettromeccaniche (o nel linguaggio comune «asciutte») dell'impianto, in particolare le apparecchiature elettromeccaniche come generatori, trasformatori e sistemi di conduzione e comando, il concedente deve invece versare al concessionario un'«equa» indennità (cfr. glossario).

Conclusione

In diversi Cantoni – tra cui il Vallese, i Grigioni, Berna e Uri – il mandato politico è quello di acquisire quanto più possibile il controllo maggioritario delle centrali idroelettriche in occasione del rinnovo delle concessioni o del rilascio di nuove concessioni (cfr. glossario sulle differenze tra le forme di concessione). Unicamente in Ticino, una volta scaduta la concessione, gli impianti passano per legge interamente al Cantone e in seguito vengono trasferiti alla società elettrica cantonale AET (opzione 2, riversione senza partecipazione di terzi). In tutti gli altri Cantoni si opta solitamente per l'opzione 1 (riversione con partecipazione di terzi) o per l'opzione 3 (rinuncia alla riversione). In questo modo, un partner esperto, generalmente un'impresa energetica, rimane coinvolto come azionista e spesso come gestore. Ciò può comportare dei vantaggi per l'ente pubblico, come viene spiegato di seguito.

Opportunità e rischi di un aumento della partecipazione nelle centrali elettriche per l'ente pubblico

Panoramica

La scadenza delle concessioni esistenti offre all'ente pubblico la possibilità di aumentare sensibilmente la propria partecipazione nelle centrali idroelettriche o nelle loro società fino alla piena ripresa nel quadro di una riversione. Ciò offre **opportunità** come una **maggiore partecipazione diretta** ai possibili utili e un **maggiore diritto alla consultazione** sugli investimenti, nonché sull'esercizio e sulla manutenzione. Se l'ente pubblico aumenta la propria partecipazione fino al livello di una proprietà imprenditoriale maggioritaria, come previsto per esempio nei Cantoni del Vallese, dei Grigioni, del Ticino, di Berna o di Uri, in futuro assumerà una quota maggiore o addirittura la maggior parte dei rischi legati alla produzione di energia elettrica. Tra questi si annoverano in particolare rischi **finanziari**, di **economia di mercato**, **operativi**, **tecnici** e **normativi**, nonché rischi nei settori di governance, responsabilità e reputazione. Per valutare l'attrattiva economica di un aumento di partecipazione è quindi fondamentale adottare un **approccio ponderato in funzione del rischio**.

In linea di massima, la partecipazione dell'ente pubblico a una centrale idroelettrica può avvenire in tre modi: (1) indirettamente – nell'ambito di una riversione con o senza partecipazione di terzi – tramite una società anonima di proprietà parziale o esclusiva dell'ente pubblico; (2) in caso di riversione senza partecipazione di terzi mediante conferimento degli impianti a titolo di conferimento in natura a un istituto di diritto pubblico o a un servizio pubblico; o (3) come esercizio in proprio senza concessione (utilizzo propria). Quest'ultima opzione è giuridicamente possibile, ma nella pratica è raramente opportuna a causa dei rischi in materia di responsabilità civile e di finanziamento. Di seguito il termine **«partecipazione nelle centrali elettriche»** comprende tutte le varianti menzionate.

Una maggiore partecipazione nelle centrali offre all'ente pubblico delle **opportunità**: in misura proporzionale all'aumento della quota di partecipazione, esso partecipa in modo più consistente e diretto ai potenziali ricavi derivanti dalla produzione di energia elettrica, in particolare in presenza di condizioni del mercato elettrico favorevoli. Allo stesso tempo, cresce l'influenza sulla gestione aziendale: i Comuni e i Cantoni possono partecipare più attivamente alle decisioni importanti, ad esempio in materia di investimenti, manutenzione o organizzazione dell'esercizio.

Un altro possibile vantaggio risiede nella creazione di valore regionale. Per motivi di efficienza e sinergia, le grandi imprese energetiche raggruppano determinate funzioni (ad es. engineering o servizi speciali) in sedi che possono essere situate al di fuori del rispettivo territorio cantonale o comunale. Con una partecipazione maggioritaria, l'ente pubblico può adoperarsi con maggiore efficacia affinché ulteriori compiti, competenze e decisioni siano radicati nella regione, favorendo così l'aumento del valore aggiunto locale. Già oggi, dove l'ente pubblico detiene spesso partecipazioni di minoranza, l'esercizio e la manutenzione sono in genere assicurati da personale locale e le Partnerwerk hanno la loro sede fiscale nella zona di concessione. Complessivamente, un livello di partecipazione più elevata offre ai Comuni e ai Cantoni aventi diritto di riversione la possibilità di passare in misura maggiore dal ruolo di partner di minoranza e destinatario del tributo a quello di coimprenditore attivo, che in un'attività economica può partecipare in modo più diretto alla creazione di valore.

L'ente pubblico ottiene inoltre opportunità più dirette di influenza e controllo politico. Soprattutto nel caso di partecipazioni di maggioranza, può adoperarsi con maggiore efficacia, entro i limiti fissati dal diritto in materia di appalti pubblici, affinché l'esercizio e l'ulteriore sviluppo siano conformi agli obiettivi energetici regionali, per esempio attraverso un potenziamento sistematico delle centrali elettriche. Esso ottiene un maggiore margine di manovra per orientare le decisioni non solo in base a criteri economici, ma anche a criteri sociali locali, ad esempio nell'ottica di una formazione dei prezzi il più possibile stabile. Nel contesto della transizione energetica svizzera, alcuni Cantoni e Comuni

interessati intendono sfruttare queste opportunità per assumersi anch'essi la propria responsabilità e contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento nazionale. Infine, l'ente pubblico può determinare l'importanza di questioni ambientali locali e un orientamento ecologico che vada oltre i requisiti legali; tuttavia, in qualità di comproprietario deve contribuire a sostenere i costi e le eventuali perdite di reddito.

Alle opportunità di una maggiore partecipazione nelle centrali elettriche da parte dell'ente pubblico vengono contrapposti dei rischi. Questi rischi non riguardano solo l'ente pubblico, ma in linea di principio tutti i proprietari di centrali elettriche, quindi anche le grandi imprese energetiche. Tuttavia, il fattore decisivo per il modo in cui questi rischi possono essere sostenuti e gestiti è rappresentato dai mezzi finanziari, dall'esperienza e dalle conoscenze tecniche dei proprietari. Già intorno al 1900 questi fattori costituivano una ragione fondamentale per l'introduzione del modello di Partnerwerk: all'epoca, ai Comuni non disponevano dell'ingente capitale e del know-how necessari per la costruzione e l'esercizio di grandi centrali elettriche, mentre le grandi imprese energetiche attive a livello intercantonale o addirittura a livello nazionale potevano diversificare in modo più ampio i loro rischi, sia dal punto di vista geografico che tecnologico tra i diversi tipi di centrali elettriche, e unire le loro conoscenze specialistiche.

Rischi finanziari e di economia di mercato: Con l'aumento della partecipazione, l'ente pubblico assume una quota maggiore dei costi annuali, inclusi i canoni per i diritti d'acqua come componente di costo. Dal punto di vista della gestione finanziaria ciò significa che l'ente pubblico versa di fatto a sé stesso, su base proporzionale, i canoni per i diritti d'acqua nonché le altre tasse di concessione e imposte (cfr. glossario). Infatti, i canoni per i diritti d'acqua devono essere fissati in conformità al diritto cantonale, entro i limiti fissati dal diritto federale, secondo criteri oggettivi e applicati equamente a tutti i concessionari, indipendentemente dal fatto che l'impianto sia o meno di proprietà prevalentemente dei concedenti. In tempi favorevoli dal punto di vista economico questi pagamenti possono essere coperti dai ricavi realizzati dalla commercializzazione della quantità di energia elettrica acquistata. Nei periodi in perdita, quando i ricavi derivanti dalla commercializzazione dell'elettricità sono inferiori ai costi annuali sostenuti (compresi, tra l'altro, i canoni per i diritti d'acqua come componente dei costi fissi), i disavanzi devono invece essere finanziati o tramite fondi propri o tramite finanziamento di terzi (credito, prestito, obbligazione). Di conseguenza, le entrate provenienti dai canoni per i diritti d'acqua, dalle altre tasse di concessione e dalle imposte sugli impianti idraulici non saranno più a basso rischio come in passato per l'ente pubblico: finora i concedenti hanno per lo più detenuto una modesta partecipazione diretta alle centrali elettriche e quindi ricevono queste entrate stabili e ben calcolabili in larga misura indipendentemente dal successo economico delle società elettriche e senza doverle generare direttamente sul mercato.

Gli azionisti partner contribuiscono in misura proporzionale a tutti i costi annuali, segnatamente all'esercizio e alla manutenzione (OPEX), agli ammortamenti pianificati e non pianificati (D&A) e agli investimenti decisi secondo il piano d'investimento

(CAPEX). Poiché l'energia idroelettrica dipende fortemente dai costi fissi, tali costi continuano a gravare anche in caso di interruzioni prolungate della produzione, ad esempio in seguito a danni causati dal maltempo. Inoltre, qualora i ricavi derivanti dalla commercializzazione dell'elettricità dovessero venir meno a causa dei bassi prezzi di mercato, della messa fuori servizio o dell'inasprimento delle condizioni regolamentari (p. es. per quanto riguarda i deflussi residuali, cfr. di seguito «Rischi tecnici e normativi») o qualora le uscite correnti dovessero aumentare, in misura inaspettatamente elevata, a causa di costi di manutenzione, di investimenti o di ammortamenti straordinari dovuti al mercato («impairment»), vi è il rischio di problemi di liquidità e di deficit contabili. Il rischio aumenta con le dimensioni delle centrali elettriche e l'entità della partecipazione e può trasformarsi in un grande rischio per le finanze pubbliche. I progetti di ammodernamento e ampliamento richiedono investimenti elevati, che per i grandi impianti possono raggiungere rapidamente l'ordine di centinaia di milioni di franchi. Gli azionisti hanno quindi bisogno di una sufficiente capacità finanziaria, sotto forma di fondi propri o di un accesso affidabile al mercato dei capitali. Se l'ente pubblico dispone solo di riserve limitate e le uscite straordinarie devono essere finanziate prevalentemente tramite le imposte, esigenze più elevate in materia di liquidità possono anche imporre aumenti delle imposte.

Rischi operativi: Per gestire una centrale idroelettrica in modo sicuro ed efficace sono necessarie conoscenze specialistiche e personale esperto. La gestione di una centrale elettrica è complessa e l'energia prodotta deve essere commercializzata sul mercato in modo professionale. Molti concedenti non dispongono di questo know-how e del personale specializzato. Se aumentano la loro quota di centrali elettriche, devono quindi essere in grado di sviluppare in tempi sufficientemente rapidi le

competenze e reclutare personale qualificato a livello locale o stringere partnership per la gestione (gestione operativa e amministrativa nonché engineering) e la commercializzazione dell'elettricità prodotta. Senza partner esperti al loro fianco, per alcuni concedenti può aumentare il rischio di una gestione inefficiente o di errori che possono mettere a repentaglio la sicurezza e la redditività. Se nessuno dei partner dispone di un'organizzazione operativa e di commercializzazione con esperienza o è in grado di svilupparla in tempi sufficientemente rapidi, è opportuno esternalizzare questi compiti a terzi, ad esempio all'ex direttore operativo nel nuovo ruolo di fornitore esterno di servizi. In questo modo è possibile garantire una gestione professionale e una commercializzazione affidabile fin dall'inizio. Al contempo si crea un'interfaccia aggiuntiva nella fornitura delle prestazioni, senza che il fornitore di servizi si trovi «in gioco» attraverso una partecipazione diretta.

Vengono inoltre perse sinergie: le grandi imprese energetiche gestiscono spesso un portafoglio di centrali elettriche diversificato dal punto di vista geografico e tecnologico e possono raggruppare in modo efficiente personale, manutenzione e commercializzazione. Una singola impresa comunale non ha queste economie di scala, di conseguenza aumentano i costi per unità di energia elettrica. Anche le fluttuazioni dovute alle condizioni meteorologiche possono essere compensate più efficacemente all'interno di una rete: se una centrale elettrica si guasta per penuria d'acqua o per danni, ne subentrano altre. Una singola impresa o un gruppo di centrali elettriche locali non offre tali cuscinetti e ciò può comportare perdite di guadagno, per esempio in caso di condizioni meteorologiche estreme a livello locale, ad esempio in seguito a colate detritiche. Alla luce dei cambiamenti climatici (periodi di siccità più frequenti, piene) tali rischi legati al clima aumentano e una copertura assicu-

rativa adeguata può diventare più impegnativa e costosa. Particolarmente esposti sono i proprietari di centrali elettriche con una scarsa diversificazione geografica o tecnologica (acqua corrente rispetto ad accumulatori di energia e sistemi di accumulo a mezzo pompaggio).

Rischi tecnici e normativi: Gli investimenti nell'energia idroelettrica comportano costi elevati e hanno un orizzonte temporale estremamente lungo: le turbine e i trasformatori durano decenni, mentre le dighe possono resistere un secolo o anche più a lungo. Non è tuttavia possibile prevedere quali tecnologie saranno le più competitive tra qualche decennio; in caso di calo della forza idrica, si corre il rischio di ritrovarsi con beni non più fruibili dal punto di vista economico, con conseguenti ripercussioni finanziarie per i loro proprietari. A ciò si aggiunge il rischio di un continuo inasprimento dei requisiti normativi, in particolare dopo la scadenza di una concessione, qualora vengano meno le precedenti garanzie dei diritti acquisiti («diritti acquisiti»). Nell'ambito di una nuova concessione possono essere fissate condizioni ambientali più restrittive, ad esempio disposizioni più severe sui deflussi residuali e sui deflussi discontinui, senza che i proprietari delle centrali abbiano diritto a un indennizzo. Tali inasprimenti possono ridurre notevolmente il rendimento e la flessibilità d'esercizio in termini strutturali nonché gravare ulteriormente sull'economicità a lungo termine delle partecipazioni nelle centrali elettriche.

Rischi di governance, responsabilità civile e reputazione: Se l'ente pubblico è al contempo l'autorità di regolamentazione, l'autorità concedente e l'azionista di maggioranza di una centrale elettrica situata nella propria zona di concessione, possono sorgere conflitti di interesse. In questo caso, è l'ente pubblico a vigilare di fatto sulla società da esso controllata. Le considerazioni politiche potrebbero

quindi influenzare le decisioni tecniche o commerciali, e viceversa, il che potrebbe ostacolare l'efficienza operativa e la supervisione indipendente. L'azionista di maggioranza si assume anche la maggior parte della responsabilità: se, ad esempio, si adottano decisioni errate, si verificano danni all'ambiente o a terzi a seguito di incidenti, violazioni degli oneri, obblighi di risanamento o addirittura di smantellamento, la responsabilità principale spetta all'azionista di maggioranza, sia a livello finanziario che politico. Se le quote di maggioranza sono ripar-

tite tra più Comuni e il Cantone, i rischi possono essere distribuiti su una base più ampia; al contempo è necessario coordinare interessi locali potenzialmente diversi tra loro e tradurli in decisioni comuni. In assenza di un chiaro azionista di maggioranza (ossia un azionista che detiene oltre il 50 % dei diritti di voto), obiettivi divergenti possono ostacolare il coordinamento e il processo decisionale in seno agli organi operativi e strategici e quindi compromettere l'efficienza operativa della centrale elettrica.

Conclusione

Una maggiore partecipazione nelle centrali elettriche offre all'ente pubblico determinate opportunità, come una maggiore partecipazione diretta alla potenziale creazione di valore aggiunto e un più ampio coinvolgimento in materia di investimenti, gestione e manutenzione. Allo stesso tempo, essa richiede una valutazione realistica delle risorse e delle capacità finanziarie. L'ente pubblico deve essere disposto e in grado di assumersi i rischi maggiori e di gestirli attivamente, per esempio sviluppando in modo mirato competenze e creando cuscinetti finanziari. Una soluzione pragmatica per l'ente pubblico, per non mettere a repentaglio la propria stabilità finanziaria, è quella di collaborare con un'impresa energetica di esperienza. Quest'ultima dispone del know-how necessario, delle sinergie derivanti dalla gestione di un portafoglio di centrali elettriche, delle risorse finanziarie e dell'accesso al mercato dei capitali nonché dell'infrastruttura lungo l'intera catena del valore dell'energia

idroelettrica: dalla gestione operativa e amministrativa all'engineering, fino all'impiego e all'ottimizzazione delle centrali elettriche, nonché alla commercializzazione dell'energia elettrica. Axpo, ad esempio, in qualità di maggiore gestore di centrali idroelettriche della Svizzera, opera in questi settori da oltre 100 anni. Attraverso modelli di partnership, i concedenti possono beneficiare del know-how e delle sinergie di gestori esperti e sfruttarli. Nel contempo, i canoni per i diritti d'acqua, le altre tasse di concessione e le imposte, che hanno dato buoni risultati, restano ai concedenti come fonte di entrate annue a basso rischio, nella misura in cui vi partecipano imprese che non appartengono direttamente ai concedenti. Se l'ente pubblico decide di rinunciare alla riversione, l'esercizio può proseguire senza interruzioni. Inoltre, l'ente pubblico riceve un indennizzo finanziario per la sua rinuncia, come illustrato qui di seguito.



Indennità per rinuncia alla riversione e linee guida per l'ente pubblico

Panoramica

L'**indennità per rinuncia alla riversione** è un **versamento compensativo finanziario** all'ente pubblico se quest'ultimo **rinuncia** alla **riversione** nel quadro di un rinnovo della concessione. Concretamente, l'ente pubblico rinnova la concessione con la società di centrali elettriche esistente e riceve in cambio un'indennità dai partner, ad esempio sotto forma di partecipazione agli utili, ad eccezione dell'ente pubblico stesso, qualora questo sia coinvolto. Questo modello è rilevante perché offre ai concedenti un **compromesso pragmatico**: Se lo desiderano, possono ampliare la loro partecipazione nelle centrali senza incorrere completamente nel rischio imprenditoriale. Allo stesso tempo, possono partecipare al successo economico e continuare a beneficiare delle competenze pluridecennali degli altri partner.

Una partnership a lungo termine tra concedenti e imprese energetiche esperte, sotto forma di una partecipazione congiunta nelle centrali elettriche con capitale proprio e assunzione di rischio, mette entrambe le parti «sulla stessa barca» e orienta chiaramente gli interessi, creando **vantaggi per entrambe**: L'ente pubblico continua a partecipare ai ricavi dell'energia idroelettrica senza doversi assumere da solo i rischi che ne derivano. L'impresa energetica apporta un'esperienza e un know-how decennali nella procedura di rinnovo della concessione, nella gestione e nell'ottimizzazione dell'impiego di centrali idroelettriche e, se concordato con l'ente pubblico, anche nella commercializzazione dell'energia prodotta spettante all'ente pubblico in misura proporzionale. Ciò garantisce un uso

efficiente delle risorse a beneficio delle persone direttamente coinvolte e della società. In questo modo vengono preservate la continuità operativa, le economie di scala e le sinergie del portafoglio, che rappresentano fattori chiave per l'efficienza, la stabilità e la sicurezza dell'approvvigionamento.

Principio base dell'indennità per la rinuncia alla riversione: Un'opzione per la regolamentazione finanziaria di una partnership con un'impresa energetica è data dall'indennità per la rinuncia alla riversione: l'ente pubblico avente diritto di riversione (concedente) rinnova la concessione con la società elettrica esistente (cessionaria), se del caso adeguando la propria quota azionaria, ad esempio mediante un aumento. Esso riceve l'indennità per la rinuncia alla riversione per le quote rimanenti in possesso degli altri azionisti partner. La suddetta indennità è strutturata come segue:

- **Destinatario dell'indennità:** Esclusivamente la concedente.
- **Pagatore dell'indennità:** Gli azionisti partner della società elettrica esistenti oltre alla concedente – ad es. le imprese energetiche – ossia soggetti diversi dalla concedente stessa.
- **Base di calcolo dell'indennità:** Gli azionisti partner non appartenenti alla concedente pagano l'indennità in questione proporzionalmente alla loro rispettiva quota di partecipazione. Per le quote rilevate dalla concedente non è dovuto alcun indennizzo, la beneficiaria dell'indennità in questione non effettua dunque alcun pagamento a proprio favore. A lungo termine, i modelli di indennità basati sul mercato (per i dettagli cfr. di seguito) sono considerati i più equilibrati in quanto replicano in modo dinamico l'andamento

effettivo del valore dell'energia elettrica prodotta (per i dettagli cfr. di seguito).

Ammontare dell'indennità e modelli: Vi sono diverse possibilità per strutturare l'indennità:

- **Modelli non flessibili:** Viene concordato un importo fisso, come un pagamento unico all'inizio della nuova concessione o importi fissi o rate annui che saranno versati all'ente pubblico avente il diritto di riversione indipendentemente dall'andamento dell'attività della centrale elettrica. La somma si basa di norma sul valore attuale dei flussi monetari futuri attesi derivanti dal proseguimento dell'esercizio della centrale elettrica senza modifiche per il nuovo periodo di concessione (ricavi dell'energia elettrica previsti al netto dei costi di esercizio, d'investimento e di capitale, attualizzati al valore attuale odierno).
- **Modelli flessibili basati sul mercato:** L'indennità è strutturata come partecipazione agli utili e varia annualmente in funzione del risultato aziendale o dei prezzi di mercato. Ad esempio, l'ente pubblico può ricevere una quota fissa del valore di mercato dell'energia elettrica prodotta. Negli anni di andamento positivo del mercato, i pagamenti dell'indennità sono più elevati, in quelli di andamento negativo sono più bassi, fino ad arrivare a zero. In linea di massima non risultano negativi: le perdite dei singoli anni (ricavi meno i costi) sono cumulate su un conto di riporto delle perdite e compensate soltanto dai risultati positivi degli anni successivi; i versamenti delle indennità all'ente pubblico riprenderanno nuovamente soltanto dopo la riduzione del riporto delle perdite.

- **Modelli combinati:** Sono possibili forme miste, per esempio un importo di base annuo più una componente variabile o un pagamento parziale all'inizio della concessione con rate successive in funzione del risultato.

Strutturazione equilibrata dell'indennità nella pratica: L'esperienza mostra che un mero modello di pagamento unico o importo fisso non è ottimale. È difficile stabilire un valore equo per entrambe le parti per decenni in anticipo. I modelli di indennità basati sul mercato sono più equilibrati a lungo termine perché, configurandosi come una partecipazione dinamica agli utili, reagiscono all'effettivo andamento del mercato: Entrambe le parti – l'ente pubblico e i restanti azionisti originari – condividono opportunità e rischi legati all'andamento del mercato. In caso di andamento positivo del mercato, l'ente pubblico beneficia dei risultati di esercizio dei restanti azionisti originari, senza essere obbligato a effettuare pagamenti in caso di condizioni di mercato sfavorevoli. I modelli combinati ibridi possono offrire compromessi: un contributo minimo fisso, ad esempio, fornisce all'ente pubblico sicurezza di pianificazione, mentre una componente variabile consente ulteriori possibilità di guadagno. I contratti possono inoltre contenere clausole di adeguamento per modificare le condizioni dell'indennità in caso di cambiamenti estremi e imprevisi del mercato o normativi.

Benefici dell'indennità per l'ente pubblico: Con questa indennità l'ente pubblico avente diritto di riversione riceve una controprestazione trasparente e riconoscibile per la rinuncia alla riversione. Nell'ambito del rinnovo della concessione, l'ente pubblico, a seconda delle necessità, può aumentare la propria partecipazione, ma con l'indennità può anche partecipare in misura maggiore al valore aggiunto gene-

rato dalle quote detenute dagli azionisti esistenti. In quanto partecipazione agli utili strutturata in base al mercato, l'indennità consente all'ente pubblico di beneficiare degli elevati prezzi dell'energia elettrica, anche senza ampliare la propria partecipazione. Le competenze in materia di gestione e, se auspicato dall'ente pubblico, le competenze in materia di commercializzazione continuano a essere fornite dai partner esperti esistenti, senza che l'ente pubblico debba sviluppare un proprio know-how. Tutto ciò consente all'ente pubblico di limitare il proprio rischio imprenditoriale. I canoni per i diritti d'acqua, le altre tasse e imposte continueranno a essere versati, ma saranno a basso rischio per l'ente pubblico solo fino a concorrenza della partecipazione residua degli azionisti partner indipendenti dall'ente pubblico stesso; per la quota propria, l'ente pubblico si fa carico di tali oneri in termini finanziari. Nel complesso, l'indennità rappresenta una soluzione pragmatica e a basso rischio, in particolare per gli enti pubblici con poco margine di manovra finanziario o senza personale specializzato. Decenni di esperienza e competenza, processi ben consolidati e sinergie di portafoglio vengono mantenuti, il rinnovo della concessione avviene il più agevolmente possibile e con costi di transazione e pianificazione relativamente contenuti. In caso di accordo anticipato sulla rinuncia alla riversione, è inoltre possibile intraprendere congiuntamente e per tempo grandi investimenti a lungo termine – ad esempio nell'ampliamento dell'impianto – anziché rinviarli fino alla fine della concessione o tutelarli con un accordo sul valore residuo. Tutto ciò aumenta l'efficienza e la stabilità.

Linee guida per l'ente pubblico

L'ente pubblico dovrebbe affrontare le imminenti procedure di concessione in modo lungimirante e strategico. Per procedere con successo possono fungere da riferimento le seguenti linee guida:

- **Pianificare in anticipo e coinvolgere il concessionario attuale:** Preparare per tempo il processo di rinnovo – idealmente con circa 10–15 anni di anticipo – e coinvolgere il gestore attuale e i concessionari. Inoltre, se l'ente pubblico decide per tempo di rinunciare alla riversione, ad esempio nel quadro di tale indennità, le importanti decisioni d'investimento a lungo termine non devono essere rinviate fino a un'intesa sul valore residuo o fino a dopo la riversione con i nuovi rapporti di proprietà chiariti.

Comuni e Cantoni devono inoltre verificare come sono strutturate le competenze tra esecutivo e legislativo e se è garantita la consultazione del popolo, in particolare in materia finanziaria. Per ogni spesa connessa a un progetto di partecipazione e ai relativi oneri per le finanze pubbliche, occorre chiarire se esiste una base giuridica sufficiente. In caso contrario, bisognerebbe pianificare in anticipo tempo sufficiente per creare una base giuridica di questo tipo nel processo politico. Anche se la nuova base giuridica deve essere sottoposta al voto del popolo, l'esperienza insegna che simili procedure richiedono molto tempo e possono comportare ritardi nelle procedure di rilascio della concessione. Se terzi sono coinvolti nel progetto di partecipazione in qualità di partner, occorre garantire l'accordo e il coordinamento tra tutte le parti interessate.

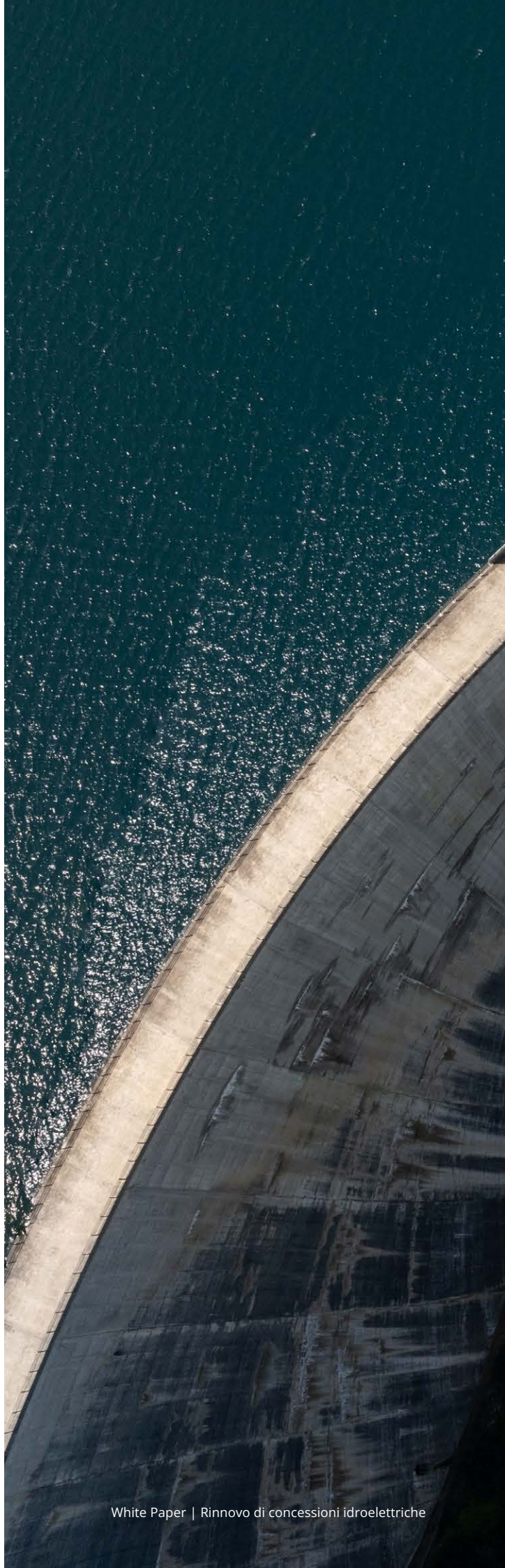
- **Valutare le competenze in modo realistico:** Prima di un aumento di partecipazione, in particolare prima dell'acquisizione di una partecipazione di maggioranza, verificare con occhio critico se sono disponibili know-how, personale e mezzi finanziari. Laddove opportuno, pianificare un supporto esterno, per esempio coinvolgendo partner per la ripartizione dei rischi e l'esternalizzazione dell'esercizio e/o della commercializzazione dell'energia elettrica.

- **Pianificare il proprio futuro finanziario e diversificare i rischi:** Preparare le finanze pubbliche a rendimenti più volatili in caso di aumenti di partecipazioni e costituire tempestivamente riserve. L'ammontare della partecipazione dovrebbe sempre essere in un rapporto sano con la capacità finanziaria complessiva; si dovrebbero evitare dipendenze eccessive e grandi rischi.
- **Utilizzare modelli di partnership:** Tramite modelli di cooperazione (ad es. indennità per rinuncia alla riversione basate sul mercato) contribuire al potenziale successo economico di una centrale elettrica senza assumersi da soli tutti i rischi, assicurando al contempo strutture collaudate, know-how ed economie di scala.
- **Garantire una governance trasparente:** Regolamentare in modo trasparente fin dall'inizio le competenze, la ripartizione dei costi e i processi decisionali. I ruoli di regolatore, autorità concedente e comproprietario devono essere separati sotto il profilo organizzativo per ridurre al minimo i conflitti di interesse.



Conclusione

Con una preparazione lungimirante, un'autovalutazione equilibrata e partner affidabili, è possibile organizzare una maggiore partecipazione locale in modo che l'ente pubblico possa aumentare la propria partecipazione diretta al potenziale valore aggiunto dell'energia idroelettrica senza compromettere la propria stabilità finanziaria. Le istanze decisionali politiche locali sono chiamate a scegliere la soluzione più adeguata, nella consapevolezza che i progetti idroelettrici sono progetti generazionali soggetti per decenni alle fluttuazioni del mercato e quindi a rischi. Da sempre Axpo intrattiene stretti e importanti legami con i Cantoni idroelettrici e le loro regioni e quindi con gli interessi della popolazione, dell'economia e dell'ambiente. In qualità di partner forte dell'ente pubblico, Axpo promuove un utilizzo condiviso, efficiente e sostenibile delle risorse idriche.







A large concrete dam is situated in a deep mountain valley. Behind the dam is a calm reservoir reflecting the sky. The surrounding mountains are steep and rugged, with some patches of vegetation. The sun is shining from the upper left, creating a lens flare effect across the scene. The overall tone is dramatic and emphasizes the scale of the infrastructure within nature.

« Una centrale elettrica produce elettricità; una solida partnership crea sicurezza per il futuro orientata al rischio e sostenibilità finanziaria ».

Versione integrale

La presente versione integrale del white paper mira a fornire una panoramica sistematica delle principali **opportunità e sfide legate al rinnovo delle concessioni di diritti d'acqua** in Svizzera. Essa si rivolge alle istanze decisionali nei Comuni e nei Cantoni, al pubblico interessato in generale e alle imprese energetiche che si trovano ad affrontare il rinnovo delle concessioni idroelettriche.

Viene consapevolmente adottata una **prospettiva essenziale**: il documento fornisce una panoramica dei nessi, dei meccanismi e dei fattori decisionali più importanti, senza pretendere di essere esaustivo. Alcune questioni giuridiche, tecniche o economiche dettagliate non vengono approfondite, ma servono a inquadrare la tematica nel contesto globale. L'obiettivo è creare una comprensione comune degli aspetti chiave e fornire una base oggettiva per ulteriori analisi e processi decisionali politici.

Indice

1. Energia idroelettrica: La colonna portante dell'alimentazione elettrica grazie al modello della Partnerwerk	25
2. Rinnovo delle concessioni idroelettriche: Riversione o rinuncia alla riversione	29
2.1 Opzioni di intervento alla scadenza delle concessioni esistenti;	29
2.2 Contesto politico, scenari di partecipazione e inquadramento finanziario	31
3. Opportunità e rischi per l'ente pubblico in caso di aumento della partecipazione nelle centrali elettriche	35
3.1 Opportunità per l'ente pubblico	35
3.2 Rischi per l'ente pubblico	36
3.2.1 Rischi finanziari e di economia di mercato	36
3.2.2 Rischi operativi	38
3.2.3 Rischi tecnici e normativi	39
3.2.4 Rischi di governance, responsabilità civile e reputazione	41
3.2.5 Conclusioni sui rischi	42
4. Indennità per rinuncia alla riversione: una soluzione pragmatica per l'ente pubblico	45
4.1 Quadro giuridico, logica di valutazione e ammontare dell'indennità	45
4.2 Opportunità offerte dalla rendita per rinuncia alla riversione per l'ente pubblico e i partner esistenti	48
5. Linee guida per l'ente pubblico	51
6. Conclusione	55
7. Glossario dei termini principali e abbreviazioni	57



01

Energia idroelettrica: La colonna portante dell'alimentazione elettrica grazie al modello della Partnerwerk

Energia idroelettrica: La colonna portante dell'alimentazione elettrica grazie al modello della Partnerwerk

Da decenni l'energia idroelettrica costituisce la colonna portante dell'approvvigionamento elettrico svizzero. Circa il 60 per cento della produzione nazionale di elettricità proviene da centrali idroelettriche, più di qualsiasi altra fonte energetica. Soprattutto nelle regioni alpine l'energia idroelettrica contribuisce in modo significativo allo sviluppo regionale, crea posti di lavoro e rafforza l'economia locale. Con il potenziamento dell'energia solare ed eolica e il crescente fabbisogno di elettricità, l'importanza di uno sfruttamento efficiente e flessibile dell'energia idroelettrica aumenta ulteriormente: Le centrali ad acqua fluente forniscono energia di banda a basse emissioni di CO₂. Le centrali ad accumulazione e ad accumulazione con pompaggio fungono da pile naturali: è possibile convertire la riserva d'acqua accumulata nei bacini in base alle necessità in corrente a regolazione rapida. L'energia idroelettrica non solo contribuisce all'integrazione delle energie rinnovabili fluttuanti, ma riduce anche la dipendenza dalle importazioni di energie fossili, rendendo l'approvvigionamento elettrico svizzero più indipendente e resistente alle crisi.

In Svizzera la sovranità relativamente allo sfruttamento dell'energia elettrica spetta ai Cantoni e – a seconda del Cantone – talvolta anche ai Comuni; in rari casi spetta alle corporazioni, ai distretti o rivieraschi, che insieme costituiscono l'«ente pubblico», avente il diritto di rilascio della concessione risp. concedente, di seguito denominato anche «concedente». Finora hanno concesso il diritto di utilizzare l'acqua nell'ambito di concessioni limitate nel tempo, che generalmente durano da 60 a 80 anni al massimo, prevalentemente a società elettriche («concessionarie») organizzate come cosiddette «Partnerwerk». In Svizzera, le Partnerwerk sono organizzate preva-

lentemente sotto forma di società anonime (SA) non quotate in borsa, al cui capitale azionario partecipano spesso, oltre alle imprese energetiche, anche i Cantoni di ubicazione e i Comuni concessionari (di seguito abbreviati in «Cantoni» e «Comuni») in qualità di azionisti minoritari. Il principio di funzionamento fondamentale di una Partnerwerk si basa sul fatto che tutti gli azionisti partner devono sostenere in maniera proporzionale, rigorosamente in base alla loro quota di partecipazione, tutti i costi (costi annuali) – compresi i canoni per i diritti d'acqua, altre tasse e imposte, un dividendo obbligatorio e gli accantonamenti nella riserva – e possono in cambio acquistare l'energia elettrica prodotta nella stessa identica proporzione. Poiché le Partnerwerk conseguono i loro ricavi esclusivamente attraverso questi rimborsi dei costi, esse non si assumono alcun rischio di mercato o di vendita, i quali ricadono interamente sugli azionisti partner che acquistano energia elettrica. Da parte loro, gli azionisti partner utilizzano o vendono individualmente l'energia elettrica prodotta per coprire le loro quote di costi annuali. Il numero di azionisti di una Partnerwerk è spesso ridotto, stabile e generalmente rimane invariato per l'intera durata della concessione. L'esercizio, ossia la gestione operativa e amministrativa, nonché l'engineering, è spesso delegato a un unico azionista partner, di solito un'impresa energetica; solo in casi isolati le Partnerwerk assumono personale proprio. Finora i concedenti, in qualità di azionisti partner, hanno in genere detenuto una partecipazione di minoranza in una Partnerwerk, mentre le imprese energetiche – alle quali spesso partecipano anche i concedenti stessi o Cantoni o Comuni terzi – ne detengono la maggioranza. Ad esempio, Axpo è interamente di proprietà dei cantoni della Svizzera nordorientale e delle loro aziende elettriche cantonali.



Nei confronti della società elettrica l'ente pubblico svolge un ruolo attivo in qualità di autorità di regolamentazione: esso funge da autorità concedente, da rappresentante degli interessi e da autorità di vigilanza nell'ambito della concessione di diritti d'acqua accordata. Quale controprestazione per il diritto di utilizzo concesso a tempo determinato, la società elettrica versa di norma all'atto del rilascio della concessione una tassa di concessione una tantum e versa annualmente i canoni per i diritti d'acqua nonché, se del caso, altre tasse di concessione e imposte (per es. forniture di energia elettrica gratuite, quote di acquisto a prezzo ridotto sotto forma di energia gratuita o preferenziale oppure imposte sugli impianti idrici). Una descrizione dettagliata di tali tasse e imposte si trova nel glossario alla fine del documento.

I canoni per i diritti d'acqua, generalmente le tasse più elevate a lungo termine, sono ampiamente indipendenti dai prezzi di mercato. Ai sensi della legislazione vigente tali costi vengono calcolati in base alla potenza lorda media della centrale elettrica (cfr. glossario) e rimangono quindi relativamente costanti nel tempo. Per i concedenti (in genere i Cantoni e talvolta i Comuni) essi rappresentano quindi una fonte di entrata affidabile, periodica su base annuale, senza il rischio dei prezzi di mercato. In particolare nei Cantoni di montagna e nei Comuni strutturalmente più deboli essi hanno una notevole importanza finanziaria. Le entrate confluiscono nelle finanze pubbliche e possono essere utilizzate per compiti locali quali l'istruzione, la costruzione di strade o altri progetti infrastrutturali. Oltre a queste entrate dirette, l'ente pubblico beneficia anche indirettamente dello sfruttamento della forza idrica. La costruzione, l'esercizio e la manutenzione delle centrali elettriche generano commesse per le imprese regionali e assicurano posti di lavoro: dai servizi di ingegneria e tecnica ai lavori di costruzione e manutenzione fino all'industria alberghiera locale.

Questo trae beneficio, ad esempio, dall'accoglienza di personale esperto specializzato in relazione all'esercizio delle centrali elettriche e dal turismo attorno ai bacini artificiali. Tutto ciò rafforza l'economia regionale e la qualità della vita nelle regioni spesso strutturalmente più deboli.

L'importanza della forza idrica emerge anche a livello nazionale, in un contesto economico più ampio: essa contribuisce direttamente al valore aggiunto grazie agli investimenti in progetti idroelettrici e nella gestione degli impianti, oltre a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera. In quanto fonte di energia pulita e rinnovabile, l'energia idroelettrica contribuisce inoltre al raggiungimento degli obiettivi climatici e allo sviluppo sostenibile. La Svizzera ha acquisito nel corso di decenni un enorme know-how nel settore idroelettrico: le grandi imprese energetiche gestiscono impianti diversi, dalle piccole centrali idroelettriche ai grandi impianti ad accumulazione e ad accumulazione con pompaggio, ottimizzando costantemente il loro esercizio, l'impiego di centrali elettriche e la commercializzazione dell'energia. Ad esempio, in qualità di maggiore gestore, Axpo è leader nella pianificazione e ottimizzazione degli interventi, opera in questo settore da oltre 100 anni ed è responsabile di circa un quarto della produzione di energia idroelettrica in Svizzera. Attraverso un costante processo di modernizzazione – come ad esempio l'ampliamento della centrale ad accumulazione con pompaggio di Linth-Limmern, che è diventata una delle più grandi «batterie» d'Europa – e innovazioni come la digitalizzazione, l'automazione e la cibersicurezza, queste imprese contribuiscono a rendere l'energia idroelettrica più efficiente, sicura e sostenibile. Questo know-how è un fattore importante se in futuro i Comuni e i Cantoni intendono assumersi maggiori responsabilità nel settore dell'energia idroelettrica.

A large concrete dam is situated in a mountain valley. The water behind the dam is a milky turquoise color. The surrounding mountains are steep and covered in green vegetation. A dirt road is visible on the right side of the valley.

02

**Rinnovo delle concessioni
idroelettriche: Riversione o
rinuncia alla riversione**

Rinnovo delle concessioni idroelettriche: Riversione o rinuncia alla riversione

Con una **«concessione»** l'ente pubblico competente, in qualità di concedente, conferisce a un concessionario un diritto esclusivo e limitato nel tempo di utilizzare un corso d'acqua pubblico o un potenziale idroelettrico per la produzione di energia elettrica – in Svizzera per una durata massima di 80 anni. Alla scadenza di questo periodo di concessione il diritto di utilizzazione si estingue. Se nel contratto di concessione originario o nella legge cantonale sulle forze idriche è previsto, come è consuetudine, un diritto di riversione e se tale riversione viene effettivamente esercitata, gli edifici e gli impianti connessi al diritto d'utilizzazione sono trasferiti all'ente pubblico avente il diritto di riversione (**«ente pubblico»**, di regola il Cantone ed eventualmente i Comuni di ubicazione). In seguito,

i concedenti potranno decidere tra più opzioni in merito ai loro futuri rapporti di proprietà.

Poiché l'ente pubblico avente il diritto di rilascio della concessione («concedente») è di regola anche l'avente il diritto di riversione (cfr. glossario), qui di seguito i termini «concedente» ed «ente pubblico» saranno utilizzati come sinonimi.

2.1 Opzioni di intervento alla scadenza delle concessioni esistenti;

Per il rinnovo di una concessione, l'ente pubblico dispone in linea di massima di **quattro opzioni**: due in cui si esercita la riversione e due senza riversione.

Scadenza della concessione in vigore



Figura 1: Possibilità di rinnovo di una concessione in scadenza.

Le due opzioni con riversione sono:

- 1. Riversione con rilascio di una concessione a una nuova società elettrica con la partecipazione di terzi:** Esercizio della riversione con successivo rinnovo della concessione della centrale mediante l'attribuzione del diritto di sfruttamento delle acque a una società elettrica di recente costituzione, di norma una Partnerwerk. A questa società partecipano in qualità di azionisti soggetti terzi; anche gli azionisti precedenti, come pure, se del caso, l'ente pubblico possono essere rappresentati. L'ente pubblico può parteciparvi con una quota maggiore, invariata o inferiore rispetto a prima.
- 2. Riversione senza la partecipazione di terzi:** Rivendicazione della riversione e trasferimento della centrale mediante nuova concessione a una società anonima interamente di proprietà dei concedenti (p. es. AEW, EKT), a un istituto di diritto pubblico (p. es. AET, EKZ) o a una divisione di servizi di una pubblica amministrazione (p. es. ewz) di un altro ente pubblico. Se invece la concedente decide di utilizzare l'acqua direttamente tramite un servizio pubblico dello stesso ente pubblico, non è necessaria alcuna concessione. In questo caso è sufficiente un'autorizzazione per l'esercizio della centrale elettrica, dato che la concedente non deve concederla a se stessa; essa è già considerata per legge come concessionaria. Tuttavia, il modello dell'«esercizio in proprio senza concessione» dovrebbe continuare ad essere applicato solo raramente nella pratica, non da ultimo a causa delle complesse questioni di responsabilità civile e di finanziamento che un esercizio diretto in proprio da parte dell'amministrazione comporterebbe.

Nell'ambito di una riversione sussiste un margine di negoziazione per quanto riguarda l'ammontare dell'indennità per determinati componenti dell'impianto: le parti idrauliche dell'impianto (nel linguaggio comune, ma imprecisamente anche denominate parti «bagnate» dell'impianto), come dighe di sbarramento, corsi d'acqua e turbine, sono di norma restituite gratuitamente ai concedenti, sempre che la concessione non preveda diversamente. Per le parti elettromeccaniche (o «asciutte») dell'impianto, in particolare le apparecchiature elettromeccaniche come generatori, trasformatori nonché sistemi di conduzione e comando, il concedente deve invece versare al concessionario un'«equa» indennità (cfr. glossario). Alla scadenza della concessione e al trasferimento dell'impianto gravato dalla riversione, la persona giuridica dell'attuale società elettrica cessa l'esercizio, purché non disponga più di altri beni o compiti.

Vi sono due possibilità senza esercizio della riversione, che si differenziano a seconda del mantenimento o meno della centrale in esercizio:

- 3. Rinuncia alla riversione:** Rinnovo della concessione a un concessionario – di norma una Partnerwerk – senza esercizio della riversione. Il concessionario può essere la società elettrica attuale o una nuova. In questo modo i concedenti possono partecipare alla società elettrica con una quota maggiore, invariata o inferiore rispetto a prima. Gli attuali azionisti della Partnerwerk, eccettuati i concedenti stessi, di norma pagano ai concedenti un'indennità per rinuncia di riversione.
- 4. Rinuncia all'utilizzazione:** Non rilasciare più una nuova concessione e rinunciare all'utilizzazione delle acque. Qualora la concessione non disponga altrimenti, il concessionario i cui impianti non vengano più utilizzati dopo la scadenza o la

decadenza della concessione, è tenuto a provvedere ai lavori di sicurezza. Allo stato attuale, si può presumere che il ricorso a questa opzione sia molto raro; ciò sarebbe in contrasto con le strategie cantonali in materia di energia idroelettrica.

In linea di massima l'ente pubblico può partecipare a una centrale idroelettrica in tre modi: (1) direttamente – nell'ambito di una riversione con o senza partecipazione di terzi – tramite una società anonima di proprietà parziale o esclusiva dell'ente pubblico; (2) in caso di riversione senza partecipazione di terzi mediante conferimento degli impianti a titolo di conferimento in natura a un istituto di diritto pubblico o a un servizio pubblico; o (3) come esercizio in proprio senza concessione (utilizzo propria). Quest'ultima opzione è giuridicamente possibile, ma nella pratica è raramente opportuna a causa dei rischi in materia di responsabilità civile e di finanziamento. Di seguito il termine **«partecipazione nelle centrali elettriche»** comprende tutte le varianti menzionate.

2.2 Contesto politico, scenari di partecipazione e inquadramento finanziario

Nei prossimi trent'anni scadrà gran parte delle concessioni idroelettriche esistenti in Svizzera, in particolare nell'arco alpino, dove storicamente si è verificato il potenziamento principale in questo settore. In diversi Cantoni, tra cui Vallese, Grigioni, Ticino, Berna e Uri, sussiste il mandato politico di «riportare a casa» queste centrali idroelettriche, ovvero di acquisirne, per quanto possibile, il controllo maggioritario nell'ambito di nuove concessioni. La base a tal fine è costituita dalle decisioni dei parlamenti o dei governi cantonali. Tra gli obiettivi della politica energetica gli enti pubblici menzionano in particolare la garanzia dei diritti alla consultazione a livello locale e il rafforzamento della creazione di

valore aggiunto regionale. La domanda fondamentale è la seguente: **A quanto dovrebbe ammontare in futuro la partecipazione pubblica nelle centrali elettriche?** I Cantoni (se del caso insieme ai Comuni) hanno sviluppato a tal fine diversi modelli, riconducibili essenzialmente a tre scenari:

- **Quasi lo status quo, spesso con partecipazione di minoranza:** L'ente pubblico rinuncia alla riversione ed effettua un rinnovo della concessione con una società elettrica (solitamente una Partnerwerk) oppure, nel quadro di un'eventuale riversione, riassegna il diritto di sfruttamento delle acque (rilascio di una nuova concessione). Esso non mira a modificare in modo significativo la propria quota di partecipazione (spesso viene mantenuta una partecipazione di minoranza), generalmente con l'obiettivo di acquistare direttamente la limitata quantità di energia elettrica a cui ha diritto in funzione della propria quota di partecipazione ridotta. Anziché puntare su un ampliamento della propria partecipazione, l'attenzione si concentra su flussi di entrate a basso rischio: I canoni per i diritti d'acqua, le altre tasse di concessione e le imposte; in caso di rinuncia alla riversione si aggiunge inoltre un'indennità per la rinuncia alla riversione (cfr. più sotto). Questo modello riduce per l'ente pubblico i rischi finanziari legati a una maggiore partecipazione nelle centrali elettriche, ma comporta che la parte preponderante del rischio finanziario e del valore aggiunto – al netto dell'indennità per la rinuncia alla riversione, dei canoni per i diritti d'acqua, delle altre tasse di concessione (p. es. energia gratuita o preferenziale) e delle imposte – rimanga a carico degli altri partner. Questo modello è attualmente applicato dalla maggior parte dei Cantoni e dei Comuni; fanno eccezione importanti Cantoni idroelettrici come il Vallese, i Grigioni, il Ticino, Berna e Uri (cfr. sotto).

- **Partecipazione pubblica maggioritaria:** I grandi Cantoni idroelettrici di montagna, come il Vallese, i Grigioni e Berna, perseguono una soluzione di compromesso: nell'ambito di un rinnovo della concessione (opzione 3 nella figura 1) o in caso di rilascio di una nuova concessione mediante riversione (opzione 1 nella figura 1) i Comuni e il Cantone assumono la maggioranza della centrale direttamente o indirettamente sotto forma di partecipazioni nelle loro finanze, con l'obiettivo di acquistare direttamente una maggiore quantità di energia elettrica prodotta, ma mantengono un partner esperto come azionista di minoranza e gestore. In questo modo si punta a massimizzare la partecipazione locale e le quote nelle centrali elettriche, continuando nel contempo a sfruttare le conoscenze specialistiche del partner industriale. Vallese e Grigioni, ad esempio, puntano a una quota pubblica superiore al 50 per cento, ma continuano a concedere alle imprese energetiche come Axpo la possibilità di partecipare in qualità di azionisti minoritari.
- **Acquisizione completa della centrale da parte dei concedenti:** In casi estremi, il concedente si avvale del diritto di riversione e acquisisce l'intera centrale elettrica, o tramite assunzione di beni o come azionista unico, con l'obiettivo di acquistare direttamente l'intera produzione di energia elettrica. Solitamente ciò avviene mediante il rilascio di una nuova concessione a un istituto di diritto pubblico o a una società anonima di proprietà esclusiva dell'ente pubblico, raramente mediante incorporazione in un ufficio dell'ente pubblico; in quest'ultimo caso, per principio, non è necessaria alcuna concessione. Gli attuali azionisti si ritirano. Questo modello è stato finora seguito unicamente nel Cantone Ticino: qui gli impianti con concessione scaduta spettano per legge in un primo momento al Cantone (anche in tal caso quest'ultimo, in quanto ente pubblico

avente il diritto di riversione, deve tuttavia esercitare attivamente il proprio diritto di riversione; non si verifica infatti una riversione automatica); il successivo trasferimento alla società elettrica cantonale AET avviene sulla base di una separata decisione politica o strategica. Sebbene in futuro tutti i ricavi saranno versati al settore pubblico, quest'ultimo si assume però anche tutti i rischi imprenditoriali.

La variante scelta dipende dai rispettivi **obiettivi politici**, dalla **situazione finanziaria** e dal **know-how** dei concedenti. La scelta del modello adeguato richiede un'accurata ponderazione di opportunità e rischi. Al contempo, devono essere rispettate le prescrizioni di legge. Nella maggior parte dei Cantoni sussiste in proposito un certo margine di discrezionalità. Fa eccezione il Cantone Ticino, dove il 100 per cento delle quote deve essere sempre acquisito dal settore pubblico. Nel Vallese, invece, la legge prevede che almeno il 60 per cento delle quote sia detenuto dal settore pubblico. Il Cantone dei Grigioni si mostra ancora più flessibile: in tale Cantone non esiste una quota fissata per legge, ma, in caso di progetti attrattivi, nella pratica il Cantone e i Comuni puntano solitamente a una partecipazione maggioritaria complessiva del 60–80 per cento del capitale azionario delle società della Partnerwerk.

L'**iscrizione nel bilancio** di una partecipazione da parte dell'ente pubblico dipende principalmente dal suo scopo nelle finanze pubbliche: se la partecipazione serve (direttamente o indirettamente) all'adempimento di un compito pubblico delegato per legge, è attribuita ai beni amministrativi (BA); in caso contrario, rientra nei beni patrimoniali (BP). Diversamente da quanto avviene per i BA, le partecipazioni nei BP non sono vincolate a uno scopo specifico, non servono direttamente all'adempimento dei compiti pubblici e, in linea di principio, sono liberamente alienabili (con un controvalore realizzabile)

dal punto di vista del diritto finanziario. Nel Cantone dei Grigioni, ad esempio, le partecipazioni nel settore idroelettrico sono attualmente attribuite ai BP.

Indipendentemente dall'attribuzione ai BA o ai BP, l'impatto di una partecipazione sulle finanze pubbliche è in linea di principio quantificato quando influisce sul conto economico e/o degli investimenti dell'ente pubblico, e non solo sul bilancio. Questo si verifica nella frequente situazione in cui l'ente pubblico non solo partecipa finanziariamente in una società elettrica organizzata come Partnerwerk, ma sostiene direttamente i costi annuali nella misura della sua quota di partecipazione e acquista elettricità in misura proporzionale. In tal caso la partecipazione si ripercuote sia sul bilancio, sia sul conto economico e/o degli investimenti. Fa eccezione il raro caso di una partecipazione puramente finanziaria: l'ente pubblico non si assume né una quota pro-

porzionale dei costi annuali né è tenuto ad acquistare energia elettrica. In tal caso la partecipazione è registrata esclusivamente in bilancio. Un simile modello potrebbe tuttavia risultare poco attrattivo per l'ente pubblico, in quanto, pur conferendo diritti di consultazione commisurati all'entità della partecipazione, non consente una partecipazione diretta al valore aggiunto derivante dalla produzione di energia elettrica.

In linea di massima vale quanto segue: con l'assunzione di partecipazioni più importanti, il ruolo di un Comune o di un Cantone cambia notevolmente. L'attuale funzione di regolatore, autorità di concessione e principale destinatario della tassa si trasforma in un ruolo di comproprietario o addirittura di azionista di maggioranza, eventualmente anche con responsabilità di gestione. Ciò comporta tuttavia anche ulteriori responsabilità e rischi.





03

Opportunità e rischi per l'ente pubblico in caso di aumento della partecipazione nelle centrali elettriche

Opportunità e rischi per l'ente pubblico in caso di aumento della partecipazione nelle centrali elettriche

Se i Comuni o i Cantoni aumentano la loro partecipazione in una centrale idroelettrica fino a raggiungere la quota di maggioranza, si aprono ulteriori opportunità, come una maggiore partecipazione diretta a eventuali utili e un maggior diritto di partecipazione agli investimenti, all'esercizio e alla manutenzione. Al contempo, l'ente pubblico si assume in tal modo anche rischi supplementari. Di seguito sono riassunte le **opportunità** più importanti nonché i principali **rischi finanziari, tecnico-operativi, normativi, di governance e giuridici** che possono sorgere se l'ente pubblico passa dal ruolo di conferente primario del diritto di sfruttamento delle acque (concedente) e regolatore a quello di azionista di maggioranza di una centrale elettrica.

3.1 Opportunità per l'ente pubblico

Con una maggiore partecipazione in una centrale idroelettrica, l'ente pubblico partecipa in misura maggiore e più diretta ai ricavi derivanti dalla produzione di energia elettrica, positivi in presenza di condizioni del mercato elettrico favorevoli, in proporzione all'aumento della sua partecipazione. Allo stesso tempo, acquisisce maggiore influenza e può partecipare in modo più attivo alle decisioni aziendali fondamentali, come gli investimenti, la manutenzione o la gestione.

Un ulteriore possibile beneficio risiede nel rafforzamento della creazione di valore aggiunto regionale. Per motivi di efficienza e sinergia, le grandi imprese energetiche raggruppano determinate funzioni (ad es. servizi di engineering o speciali) in sedi che possono trovarsi al di fuori del rispettivo territorio cantonale o comunale. Con una partecipazione maggioritaria, l'ente pubblico può, entro i limiti fissati

dal diritto in materia di appalti pubblici, adoperarsi con maggiore efficacia affinché ulteriori compiti, competenze e decisioni siano radicati nella regione, favorendo così l'aumento del valore aggiunto locale. Già oggi, dove l'ente pubblico detiene spesso partecipazioni di minoranza, l'esercizio e la manutenzione sono in genere assicurati da personale locale e le Partnerwerk hanno la loro sede fiscale nella zona di concessione. Complessivamente, un livello di partecipazione più elevata offre ai Comuni e ai Cantoni aventi diritto di riversione la possibilità di passare in misura maggiore dal ruolo di partner di minoranza e destinatario del tributo a quello di coimprenditore attivo, partecipando così in modo più diretto alla creazione di valore aggiunto.

Una maggiore partecipazione offre inoltre all'ente pubblico opportunità più dirette di influenza e controllo politico. In particolare se un Comune o un Cantone detiene una partecipazione maggioritaria nelle centrali idroelettriche, l'ente pubblico interessato può adoperarsi con maggiore efficacia affinché l'esercizio e l'ulteriore sviluppo degli impianti siano conformi agli obiettivi energetici regionali, per esempio attuando in modo sistematico i progetti di ampliamento. Allo stesso tempo, l'ente pubblico ottiene un margine di manovra che consente di prendere decisioni secondo il proprio potere discrezionale non solo in base a criteri imprenditoriali, ma anche a criteri sociali locali, ad esempio in relazione alla stabilità dei prezzi per la regione. Nel contesto della transizione energetica svizzera, alcuni Cantoni e Comuni interessati intendono sfruttare queste opportunità per assumersi anch'essi la propria responsabilità e contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento nazionale. Inoltre, in caso di partecipazione maggioritaria, l'ente pubblico può

determinare l'importanza di questioni ambientali locali e un orientamento ecologico della gestione della centrale elettrica che vada oltre i requisiti legali.

Riassumendo, gli aumenti delle partecipazioni e in particolare le partecipazioni di maggioranza consentono ai Cantoni e ai Comuni di rafforzare la loro partecipazione dal punto di vista economico e decisionale, di promuovere la creazione di valore aggiunto regionale, di strutturare in modo autonomo i contributi per la sicurezza dell'approvvigionamento e di orientare maggiormente l'assetto ecologico dell'energia idroelettrica alle esigenze locali. Questo comporta anche rischi, tra cui rischi finanziari e di economia di mercato, rischi operativi, tecnici e normativi, come pure rischi di governance, responsabilità e reputazione. Tali aspetti saranno approfonditi di seguito.

3.2 Rischi per l'ente pubblico

I rischi illustrati qui di seguito non riguardano solo l'ente pubblico ma in linea di principio tutti i proprietari di centrali elettriche, quindi anche le grandi imprese energetiche. Determinanti per il modo in cui questi rischi possono essere sopportati ed affrontati sono tuttavia le risorse finanziarie, nonché l'esperienza e le conoscenze specialistiche dei proprietari. Già intorno al 1900 questi rischi contribuirono alla nascita del modello di centrale partner: molti Comuni non disponevano né del capitale né del know-how necessari per pianificare, finanziare e gestire grandi impianti idroelettrici. Le imprese energetiche di maggiori dimensioni, attive a livello intercantonale o addirittura a livello svizzero, sono invece riuscite a diversificare i rischi d'investimento e d'esercizio grazie a un portafoglio di investimenti più ampio e a riunire in modo efficiente conoscenze specialistiche e risorse.

3.2.1 Rischi finanziari e di economia di mercato

- **Possibile perdita di entrate garantite e crescente dipendenza dai prezzi di mercato:**

Finora, con il rilascio della concessione, i concedenti ricevevano una tassa di concessione una tantum e successivamente percepivano a cadenza fissa annuali canoni per i diritti d'acqua, altre tasse di concessione e imposte, senza dover sostenere rischi finanziari o imprenditoriali significativi. Con un aumento della partecipazione nelle centrali idroelettriche questa situazione cambia: l'ente pubblico si fa carico di una quota maggiore dei costi annuali, nei quali sono inclusi tra l'altro anche i canoni per i diritti d'acqua come componente di costo. Di fatto, dal punto di vista della sua gestione finanziaria, esso versa quindi proporzionalmente a se stesso i canoni per i diritti d'acqua e le altre tasse di concessione e imposte. Nelle fasi di mercato favorevoli questi pagamenti possono essere coperti con i ricavi derivanti dalla commercializzazione dell'energia elettrica. Nei periodi in perdita, ovvero quando i ricavi derivanti dalla commercializzazione sono inferiori ai costi annuali sostenuti (compresi, tra l'altro, i canoni per i diritti d'acqua come componente dei costi fissi), i disavanzi devono invece essere coperti o tramite i fondi propri presenti o tramite finanziamento di terzi (crediti, prestiti, obbligazioni). Mentre finora questi tributi erano assunti in prevalenza da azionisti partner indipendenti dall'ente pubblico e presentavano quindi un rischio minimo per l'ente pubblico, questa sicurezza diminuisce con l'aumento della partecipazione.

Poiché le entrate dei concedenti derivanti dalle tasse di concessione, come i canoni per i diritti d'acqua, non dipendono in linea di principio dai prezzi del mercato dell'elettricità e sono per lo più relativamente stabili nel tempo, esse rappresentano per le finanze pubbliche una voce di entrate affidabile e ben pianificabile. Parimenti, i canoni per i diritti d'acqua devono essere determinati conformemente al diritto cantonale, entro i limiti fissati dal diritto federale, secondo criteri oggettivi (cfr. glossario) e applicati equamente a tutti i concessionari, indipendentemente dal fatto che l'impianto sia prevalentemente di proprietà dei concedenti oppure no. Di conseguenza, in futuro i concedenti manterranno questa forma di tributo anche in caso di completo possesso in proprio, vale a dire anche se, dal punto di vista delle loro finanze, si accollano interamente tali tributi. Molti comuni di montagna dipendono di fatto dai canoni per i diritti d'acqua; in alcuni luoghi superano addirittura di parecchie volte le entrate fiscali. I canoni per i diritti d'acqua contribuiscono in modo sostanziale allo sviluppo regionale; una riduzione significativa o addirittura un'abolizione metterebbe a repentaglio la capacità d'azione finanziaria di molti Comuni.

Se i concedenti aumentano la loro partecipazione nelle centrali elettriche e quindi il loro obbligo di acquisto di energia, devono commercializzare direttamente o far commercializzare quantità di energia proporzionalmente maggiori. Ciò aumenta la dipendenza delle finanze pubbliche dalla volatilità dei prezzi del mercato dell'elettricità e rende necessario un maggiore ricorso agli strumenti di finanziamento e di gestione dei rischi.

- **Elevato fabbisogno di capitale, grande rischio e cuscineti finanziari limitati:** La partecipazione in società elettriche comporta obblighi finanziari. Gli azionisti partner si assumono tutte le spese annuali in misura proporzionale, segnatamente l'esercizio e la manutenzione (OPEX), gli ammortamenti pianificati e non pianificati (D&A) e gli investimenti decisi secondo il piano d'investimento (CAPEX). Poiché l'energia idroelettrica dipende fortemente dai costi fissi, tali costi continuano a gravare anche in caso di interruzioni prolungate della produzione, ad esempio in seguito a danni causati dal maltempo. Ciò può vincolare fondi supplementari dell'ordine di milioni di franchi. Inoltre, qualora i ricavi derivanti dalla commercializzazione dell'elettricità dovessero venir meno a causa dei bassi prezzi di mercato, della messa fuori servizio o dell'inasprimento delle condizioni regolamentari (p. es. per quanto riguarda i deflussi residuali, cfr. di seguito «Rischi tecnici e normativi») o qualora le uscite correnti dovessero aumentare, in misura inaspettatamente elevata, a causa di costi di manutenzione, di investimenti o di ammortamenti straordinari dovuti al mercato («impairment») con corrispondente bisogno di capitale aggiuntivo, vi è il rischio di problemi di liquidità e di deficit contabili. Il rischio aumenta con le dimensioni delle centrali elettriche e l'entità della partecipazione: se l'ente pubblico si assume la maggior parte o addirittura la totalità dei costi annuali, la sua responsabilità finanziaria a carico delle finanze pubbliche può moltiplicarsi. Inoltre, se un ente pubblico detiene una quota importante di una grande centrale elettrica o vincola una parte sostanziale dei suoi mezzi a un unico progetto di partecipazione, il grande rischio finanziario aumenta. Se l'ente pubblico dispone solo di riserve limitate e le uscite straordinarie devono essere finanziate prevalentemente tramite le imposte, esigenze più elevate in materia di liquidità possono anche imporre aumenti delle imposte.

L'energia idroelettrica è ad alta intensità di capitale; in particolare i progetti di ammodernamento e di ampliamento richiedono investimenti elevati, che nel caso dei grandi impianti possono raggiungere rapidamente l'ordine di centinaia di milioni di franchi. Gli azionisti hanno quindi bisogno di una sufficiente capacità finanziaria, sotto forma di fondi propri o di un accesso affidabile al mercato dei capitali. In caso di riversione, l'ente pubblico potrebbe dover sostenere notevoli spese di progettazione, di perizia e di consulenza nonché rilevare, a fronte di un'equa indennità, le parti elettromeccaniche dell'impianto (generatori, sistemi di controllo ecc.). A ciò si aggiunge il finanziamento della partecipazione alla società elettrica di nuova costituzione nell'ambito di una riversione o dell'aumento di partecipazione in caso di rinuncia alla riversione. Soprattutto i Comuni più piccoli corrono quindi il rischio di sovraccaricarsi finanziariamente in caso di partecipazioni maggioritarie agli impianti di grandi dimensioni.

3.2.2 Rischi operativi

- **Lacune di know-how e dipendenza da fornitori di servizi esterni:** Una centrale idroelettrica richiede conoscenze tecniche e operative altamente specializzate. Dalla portata dell'acqua alla tecnologia delle turbine fino ai sistemi di controllo: l'esercizio è complesso e critico dal punto di vista della sicurezza. A ciò si aggiungono conoscenze, ad esempio, in materia di pianificazione dell'impiego delle centrali elettriche, manutenzione, gestione dei guasti, requisiti ambientali, cibersicurezza e risk-controlling. Proprio i concedenti di piccole dimensioni non dispongono di questo personale e di questo know-how. Senza partner esperti vi è il rischio di un funzionamento inefficiente, ad esempio a causa di errori di utilizzo o ritardi di manutenzione, che possono compromettere la sicurezza e l'efficienza economica dell'impianto.

Non è sufficiente produrre energia elettrica; bisogna anche venderla in modo redditizio. Le centrali idroelettriche producono spesso molta più elettricità di quanta possa essere consumata a livello locale e il profilo di produzione di solito non corrisponde al profilo di carico locale. Ad esempio, in un mezzogiorno soleggiato non dovrebbe essere utilizzata l'energia elettrica di accumulazione, più costosa, per l'approvvigionamento locale se sul mercato è disponibile al suo posto energia elettrica a un prezzo più conveniente. Di conseguenza, gran parte della produzione viene commercializzata attraverso il mercato all'ingrosso. Tuttavia, solo di rado gli enti pubblici dispongono di proprie divisioni o piattaforme per il commercio dell'energia elettrica, che tengono costantemente traccia dei prezzi di mercato e commercializzano l'energia elettrica nel miglior modo possibile. Senza un trading professionale, si possono perdere opportunità o adottare decisioni sbagliate. Ciò si ripercuote direttamente sui ricavi. La commercializzazione comporta quindi un notevole rischio economico se non viene affidata a un operatore esperto.

Se nessuno dei partner dispone di un'organizzazione operativa e di commercializzazione esperta o è in grado di svilupparla in un tempo sufficientemente breve, è opportuno esternalizzare questi compiti a terzi, ad esempio al precedente direttore operativo che ricopre il nuovo ruolo di fornitore di servizi esterno. In questo modo è possibile garantire una gestione professionale e una commercializzazione affidabile fin dall'inizio. Al contempo si crea un'interfaccia aggiuntiva nella fornitura delle prestazioni, senza che il fornitore di servizi si trovi «in gioco» attraverso una partecipazione diretta.

- **Perdita di sinergie e cambiamento climatico:**

Le grandi imprese energetiche attive a livello intercantonale o addirittura a livello svizzero gestiscono di solito un portafoglio di centrali elettriche e possono così raggruppare personale, team di manutenzione e commercializzazione. Gli enti pubblici che gestiscono una centrale elettrica in modo isolato non possono beneficiare di queste economie di scala. Ciò comporta un aumento dei costi per unità di energia elettrica. Inoltre, una rete di centrali elettriche più ampia e diversificata in termini geografici consente di compensare più efficacemente le fluttuazioni dovute alle condizioni meteorologiche: Se, ad esempio, in una regione si verificano danni e conseguenti interruzioni a causa del maltempo, le centrali di altre regioni svizzere possono compensare la produzione. Un singolo impianto comunale non è geograficamente così diversificato e non dispone quindi di questa flessibilità. Ciò aumenta il rischio che, ad esempio, condizioni meteorologiche estreme locali (ad es. piene o colate detritiche) causino direttamente perdite di reddito. Un esempio recente è la regione Moesa nella Val Mesolcina grigionese: a seguito del maltempo nel giugno 2024, gli impianti idroelettrici Axpo hanno dovuto essere messi fuori servizio per un periodo prolungato; linee di alimentazione danneggiate e materiale detritico hanno causato un'interruzione della produzione di quasi un anno e lavori di riparazione di ampia portata.

In futuro i cambiamenti climatici aggraveranno ulteriormente queste incertezze legate alle condizioni meteorologiche. I periodi di siccità possono verificarsi con maggiore frequenza e causare un abbassamento dei livelli delle acque, con conseguenti cali della produzione. Nel 2018, ad esempio, in seguito a un'estate torrida la produzione idroelettrica a livello svizzero è stata inferiore del 7 per cento circa rispetto all'anno precedente. A

causa dei cambiamenti climatici, la stagionalità degli afflussi può subire variazioni (ad es. più precipitazioni invernali di pioggia anziché neve, minori portate estive). In futuro, gli impianti di accumulazione più piccoli, meno progettati per il trasferimento stagionale, potrebbero avere un leggero vantaggio in termini di efficienza economica rispetto agli impianti di accumulazione fortemente stagionali di oggi, in particolare rispetto agli impianti con un solo ciclo di accumulazione annuo o persino inferiore. Al contempo aumenta la probabilità di forti precipitazioni e piene. Queste possono da un lato forzare lo straripamento dei bacini di accumulazione, vale a dire che l'acqua in eccesso deve essere scaricata inutilizzata e, con un maggiore apporto di sedimenti, ridurre il volume di accumulazione utilizzabile e quindi la quantità di energia prodotta in modo flessibile dagli impianti di accumulazione. Il materiale e le colate detritiche (fango, pietre, legname) a seguito di eventi meteorologici locali possono danneggiare gli impianti e in particolare le tubazioni dell'acqua nonché causare interruzioni della produzione prolungate e maggiori costi di manutenzione. Per tali rischi può diventare più impegnativo e costoso ottenere una copertura assicurativa adeguata. Tutto ciò graverebbe finanziariamente sugli azionisti.

3.2.3 Rischi tecnici e normativi

- **Invecchiamento degli impianti e compatibilità con le nuove normative:** Con l'avanzare del tempo, i costi di manutenzione e la suscettibilità ai guasti aumentano. Inoltre, disposizioni più severe in materia di ambiente e sicurezza, ad es. in materia di sicurezza sismica o quelle disposte dalla legge federale sulla protezione delle acque (LPAC; RS 814.20) per quanto concerne i deflussi residuali, i deflussi discontinui o la migrazione dei pesci, possono rendere necessari costosi interventi di adeguamento o limitazioni dell'esercizio.

Dall'introduzione della LPac nel 1992, il **deflusso residuale** indica il deflusso minimo prescritto dalla legge a valle di una captazione d'acqua. Proprio nelle centrali elettriche con accumulazione o zone di ristagno, questo deflusso minimo implica spesso l'impossibilità di turbinare l'acqua, con una conseguente riduzione diretta dei ricavi. Nel caso delle concessioni esistenti, un aumento dei deflussi residuali costituirebbe in linea di principio un'ingerenza nei diritti acquisiti, tutelati dall'articolo 43 della legge federale sulle forze idriche (LUF; RS 721.80). Una tale ingerenza è lecita solo per motivi di pubblica utilità e verso piena indennità. Ai sensi dell'articolo 80 LPac vige pertanto la cosiddetta soglia di indennità: i risanamenti devono essere ordinati solo nella misura in cui non si arrechi ai diritti esistenti di sfruttamento un pregiudizio tale da giustificare il versamento di un'indennità. Allo scadere della concessione, il diritto acquisito non sussiste più e i nuovi oneri concernenti i deflussi residuali sono fissati come nuova utilizzazione ai sensi degli articoli 31-33 LPac, senza diritto a indennità per prescrizioni più severe. A seconda del corso d'acqua e della configurazione, tali oneri possono comportare perdite durevoli di produzione in percentuale a due cifre. Spesso sono necessarie centrali con utilizzo di acqua di dotazione o altre misure di accompagnamento che, pur soddisfacendo gli obiettivi tecnici, compensano solo in parte la quantità di energia persa. Per i concessionari questo comporta: minore produzione, CAPEX più elevati in caso di misure di costruzione e flussi monetari più incerti fintanto che l'interpretazione concreta della normativa è ancora in fase di definizione. Le nuove concessioni dispongono infatti di un certo margine di manovra (ponderazione del singolo caso, dotazione stagionale, misure di accompagnamento/compensazione). Le condizioni sono fissate dall'autorità competente; le organizzazioni di protezione dell'ambiente sono

coinvolte e dispongono del diritto di ricorso delle associazioni. Di norma, le condizioni per i deflussi residuali e le misure di accompagnamento fissate concretamente per una società elettrica sono stabilite attraverso trattative e accordi riferiti ai progetti. Una maggiore partecipazione pubblica può cambiare il quadro decisionale rispetto a un'impresa privata per quanto riguarda gli obiettivi definiti a livello politico. A seconda delle priorità si possono individuare soluzioni diverse, i cui effetti economici variano di conseguenza.

Per **deflusso discontinuo** si intendono le rapide oscillazioni artificiali della portata a valle delle centrali ad accumulazione dovute al funzionamento in condizioni di picchi di carico. Ai sensi dell'art. 39a LPac, per il risanamento si applica il principio «misure di esercizio in luogo di misure di natura edile»: Soluzioni di natura edile efficaci e proporzionate (ad es. bacini sottostanti/ di compensazione, bypass) hanno la priorità; le misure di esercizio (ad es. delimitazione delle rampe, tempi di sosta minimi, andamenti giornalieri attenuati) si applicano qualora le misure di natura edile non siano realizzabili o adeguate. Dal punto di vista economico, ciò non si ripercuote sulla diminuzione dell'energia annua, ma in primo luogo sulla perdita di flessibilità e quindi, ad esempio, sui minori ricavi da fasce orarie a prezzi elevati, possibilità di arbitraggio ridotte o servizi di sistema limitati. Una parte dei costi di risanamento può essere indennizzata; tuttavia, i mancati ricavi dovuti a limitazioni della flessibilità rimangono in larga misura un rischio imprenditoriale. Nel complesso, la struttura dei ricavi si sta spostando da picchi di produzione redditizi e legati a determinate situazioni a profili di alimentazione più fluidi e con margini ridotti.

Chi rileva una centrale elettrica avente qualche decennio, oltre ai rischi tecnici legati all'invecchiamento, sopporta anche il rischio a lungo termine derivante da requisiti normativi, come l'aumento dei deflussi residuali o le condizioni relative ai deflussi discontinui, con ripercussioni dirette sulla redditività.

- **Perturbazioni tecnologiche:** Gli investimenti negli impianti idroelettrici sono concepiti a lunghissimo termine. Le turbine e i trasformatori, ad esempio, durano decenni, mentre le dighe possono resistere un secolo o anche più a lungo. Tuttavia, nessuno sa con certezza quali tecnologie saranno le più competitive tra qualche decennio. Può darsi che l'energia idroelettrica non sia una di queste. Se innovazioni future, per esempio nel settore delle tecnologie di accumulo o di produzione, dovessero indebolire ulteriormente la competitività dell'energia idroelettrica, vi è il rischio che gli impianti idroelettrici diventino beni patrimoniali non più utilizzabili dal punto di vista economico, con conseguenti conseguenze finanziarie per i proprietari. I primi segnali sono già visibili: il fotovoltaico, ad esempio, ha notevolmente ridotto la redditività delle centrali ad acqua fluente, soprattutto d'estate, mentre gli accumulatori a batteria stanno esercitando una pressione crescente sull'efficienza economica di centrali idroelettriche flessibili, come quelle ad accumulazione e ad accumulazione con pompaggio.

3.2.4 Rischi di governance, responsabilità civile e reputazione

- **Conflitti d'interesse, rischi di responsabilità civile e di reputazione:** Se un ente pubblico è al tempo stesso regolatore, autorità concedente e azionista di maggioranza di una centrale situata nella propria zona di concessione, possono sorgere conflitti di ruolo: l'ente pubblico, di fatto, vigila su se stesso. Le considerazioni politiche possono sovrapporsi alle decisioni tecniche o operative, il che può ostacolare l'efficienza operativa e la vigilanza indipendente. L'azionista di maggioranza si assume anche la maggior parte della responsabilità: se, ad esempio, si adottano decisioni errate, si verificano danni all'ambiente o a terzi a seguito di incidenti, violazioni degli oneri, obblighi di risanamento o addirittura di smantellamento, la responsabilità principale spetta all'azionista di maggioranza, sia a livello finanziario che politico.
- **Dispendio relativo al coordinamento e conflitti in seno a molti attori coinvolti:** Se le quote di maggioranza sono ripartite tra più Comuni e il Cantone, i rischi possono essere distribuiti su una base più ampia; al contempo è necessario coordinare interessi locali potenzialmente diversi tra loro e tradurli in decisioni comuni. In assenza di un chiaro azionista di maggioranza (ossia un azionista che detiene oltre il 50 % dei diritti di voto), obiettivi divergenti possono ostacolare il coordinamento e il processo decisionale in seno agli organi operativi e strategici e quindi compromettere l'efficienza operativa della centrale elettrica.

3.2.5 Conclusioni sui rischi

Questi rischi erano già intorno al 1900 un motivo fondamentale per l'introduzione del modello di Partnerwerk: ai Cantoni e ai Comuni di ubicazione non disponevano dell'ingente capitale e del know-how specializzato necessari per la costruzione, l'esercizio e la commercializzazione di grandi centrali idroelettriche, mentre le grandi imprese energetiche erano in grado di diversificare i loro rischi in modo più ampio dal punto di vista geografico e tecnologico tramite le partecipazioni ai diversi impianti – impianti ad acqua fluente nell'Altopiano e impianti ad accumulazione e ad accumulazione con pompaggio nelle Alpi.

Per l'ente pubblico è fondamentale una **valutazione commisurata al rischio**, per stimare correttamente l'attrattiva economica di un aumento di partecipazione.







04

**Indennità per rinuncia alla
riversione: una soluzione
pragmatica per l'ente pubblico**

Indennità per rinuncia alla riversione: una soluzione pragmatica per l'ente pubblico

Sebbene le partecipazioni di maggioranza dell'ente pubblico avente diritto di riversione sono politicamente attrattive in particolare per i Comuni e i Cantoni di montagna, potrebbero mancare la propensione al rischio, il capitale o il know-how operativo necessari per rilevare l'intero impianto e gestirlo autonomamente. In questo caso un'**indennità per rinuncia alla riversione** rappresenta una valida opzione per condividere il rischio con gli azionisti esistenti, partecipare agli utili e al tempo stesso beneficiare della loro esperienza e competenza operativa. Il meccanismo di base è semplice: l'ente pubblico dichiara di non esercitare il suo diritto di riversione, ma di rinnovare la concessione con la società elettrica esistente. L'ente pubblico è libero di partecipare, direttamente o tramite una società da esso controllata, alla centrale con una quota superiore rispetto a prima. Esso riceve un'indennità, l'indennità per rinuncia alla riversione, per le quote che rimangono in capo agli azionisti esistenti. In questo modo i rischi finanziari e operativi vengono condivisi con i co-azionisti già esperti, che conoscono nel dettaglio l'impianto, e l'esercizio può continuare senza soluzione di continuità con la nuova concessione.

4.1 Quadro giuridico, logica di valutazione e ammontare dell'indennità

Il diritto federale ammette la rinuncia alla riversione, a condizione che sia prevista nel rinnovo della concessione e che l'indennità sia fissata in modo appropriato. Molti Cantoni hanno inserito clausole corrispondenti nelle loro leggi sulle forze idriche. Per la comprensione dell'indennità in questione sono importanti i seguenti due punti:

Chi beneficia di tale indennità e in che misura? –

Il destinatario è sempre l'ente pubblico avente diritto di riversione (concedente). Viene tuttavia

versata soltanto sulla quota residua che gli azionisti esistenti (senza concedente) continueranno a detenere nella società elettrica nell'ambito della nuova concessione; per le quote acquisite dalla concedente non è dovuta alcuna indennità. I canoni sui diritti d'acqua, le altre tasse di concessione e imposte rimangono in vigore, ma per i concedenti devono essere considerati a basso rischio solo in proporzione alla partecipazione residua degli azionisti non appartenenti a loro (cfr. punto 3.2.1).

Chi versa l'indennità? – Dal punto di vista dogmatico, l'indennità deve essere intesa come un indennizzo versato alla concedente per il fatto che le parti dell'impianto devolute non vengono trasferite alla stessa, ma continuano a essere utilizzate dalla società elettrica per la produzione di elettricità. Di conseguenza, solo gli azionisti partner che non sono allo stesso tempo concedenti sono tenuti a versare tale indennità in proporzione alla loro rispettiva quota di partecipazione. Se una concedente subentra come azionista o aumenta la propria partecipazione, per la relativa quota non è dovuta alcuna indennità a suo favore. Analogamente, gli azionisti uscenti non devono in linea di principio alcuna indennità per le partecipazioni che non detengono in virtù della nuova concessione. Se invece una partecipazione viene concessa a un nuovo azionista partner non appartenente alla concedente, la sostenibilità economica dell'indennità in questione viene determinata individualmente nell'ambito della rispettiva transazione. Una partecipazione può dunque essere trasferita anche contestualmente al relativo onere dell'indennità in questione.

Esistono diverse **possibilità di strutturazione di tale indennità**. È possibile distinguere tra modelli non flessibili, ossia non dipendenti dalla specifica situazione di mercato, e modelli flessibili:

Modelli di indennità per rinuncia alla river- sione non flessibili:

- 1. Pagamento unico:** Indennizzo unico all'inizio della concessione o dei lavori. Il pagamento, per lo più consistente, assicura ai concedenti entrate immediate e pianificabili, riducendo così il rischio finanziario. Un indennizzo finanziario unico significa tuttavia la rinuncia a entrate da partecipazioni a Partnerwerk e potenzialmente ricorrenti su base annua.
- 2. Modelli a importo fisso o a rate:** Viene concordato un importo fisso annuo, indipendentemente dall'andamento economico.

L'importo dell'indennità per rinuncia alla riversione non flessibile si basa quindi in modo preponderante sul valore attuale dei futuri flussi monetari derivanti dalla continuazione dell'esercizio della centrale elettrica rimasta invariata durante un nuovo periodo di concessione. Vengono valutati i ricavi dell'energia elettrica previsti, al netto dei costi di esercizio, di investimento e di capitale, attualizzati al valore attuale odierno con un tasso d'interesse adeguato al rischio. Per quanto riguarda la scelta del tasso di attualizzazione, le ipotesi relative ai futuri prezzi di mercato, le previsioni d'investimento e il futuro quadro normativo (p. es. condizioni per i deflussi residui), l'ente pubblico e i partner esistenti possono commissionare congiuntamente perizie esterne per garantire trasparenza e accettazione.

Modelli di indennità per rinuncia alla river- sione flessibili:

- 3. Modelli basati sul mercato:** Pagamento annuale basato sul risultato economico, ad esempio calcolando il valore di mercato dell'energia elettrica prodotta in base ai prezzi di mercato. In caso di andamento favorevole del mercato, una tale partecipazione agli utili ha per l'ente pubblico il potenziale di generare maggiori entrate,

ma comporta anche il rischio di fluttuazioni delle entrate stesse, il che può rappresentare una sfida nell'allestimento del budget annuale. In caso di condizioni di mercato sfavorevoli, a seconda di come si configura il modello, le entrate potrebbero essere relativamente basse o addirittura nulle. In linea di massima non risultano negativi: le perdite dei singoli anni (ricavi meno i costi) sono cumulate su un conto di riporto delle perdite e compensate soltanto dai risultati positivi degli anni successivi; i versamenti all'ente pubblico riprenderanno nuovamente soltanto dopo la riduzione del riporto.

Modelli combinati: In linea di principio i modelli possono essere combinati, ad esempio mediante un pagamento anticipato (pagamento unico, non flessibile) con successivo pagamento rateale (non flessibile) oppure sotto forma di un contributo di base (non flessibile) e di una componente basata sul mercato (flessibile).

La **Figura 2** mette a confronto i modelli di indennità per rinuncia alla riversione descritti in base a dati fittizi per i primi 20 anni. Se il prezzo dell'energia elettrica scende al di sotto del punto di pareggio e si verifica una perdita, nel modello basato sul mercato non vi sarà alcuna distribuzione di utili.

Il pagamento una tantum non è una soluzione adeguata nell'odierna struttura di mercato: o il concessionario paga più del dovuto o il concedente fornisce la concessione a un prezzo troppo basso. **Axpo predilige i modelli basati sul mercato** perché li considera i più equilibrati e in grado di offrire all'ente pubblico l'opportunità di beneficiare direttamente dell'andamento positivo del mercato. Tuttavia, Axpo non esclude i modelli ibridi combinati. Ad esempio, sarebbe ipotizzabile un modello con un contributo di base fisso, ma ciò ridurrebbe di conseguenza la potenziale quota di utile. Possono anche

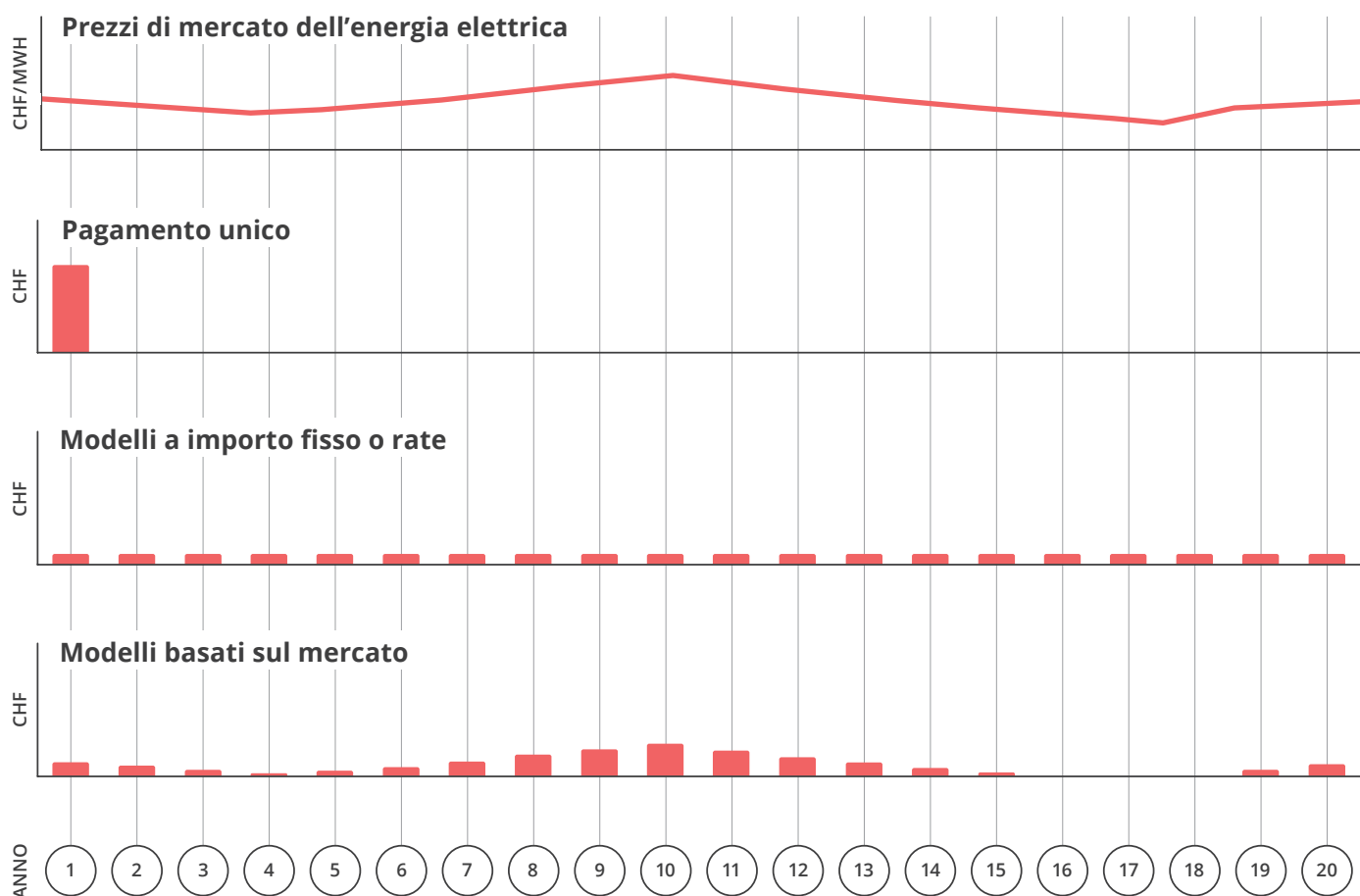


Figura 2: Confronto tra le possibilità di strutturazione dell'indennità per rinuncia alla rивersione. Nel modello basato sul mercato le entrate oscillano con il prezzo dell'elettricità. Se, come negli anni 16-18, il prezzo è inferiore ai costi di produzione o in presenza di un riporto delle perdite, non viene distribuita alcuna rendita per rinuncia alla rивersione.

essere concordate clausole di post-negoziazione che consentano adeguamenti in caso di cambiamenti fondamentali del mercato o della regolamentazione.

Di rado una tale rendita moderna si ferma alla componente meramente monetaria. Nel quadro di un rinnovo della concessione sono integrati, per esempio, programmi d'investimento vincolanti o riqualificazioni ecologiche (provvedimenti di sostituzione e di compensazione).

4.2 Opportunità offerte dalla rendita per rinuncia alla riversione per l'ente pubblico e i partner esistenti

Per i Comuni e i Cantoni tale indennità offre sicurezza di pianificazione senza correre completamente il rischio imprenditoriale. Essi ricevono una controprestazione trasparente e riconoscibile e, con una struttura basata sul mercato, possono beneficiare dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica anche per le quote che continuano a essere detenute da altri partner. Allo stesso tempo, i concedenti continuano a ricevere i canoni annui per i diritti d'acqua, le altre tasse di concessione e le imposte come entrate a basso rischio nella misura in cui i partner esistenti continuano a detenere una partecipazione nella società elettrica.

Per i concedenti, le entrate supplementari derivanti dall'indennità per rinuncia alla riversione, basate sul mercato, fungono da una sorta di «compensazione naturale» durante i periodi di prezzi elevati dell'energia elettrica, in quanto i concedenti trasferiscono tali fondi, ad esempio, su un conto di compensazione: Se i prezzi dell'energia elettrica aumentano fortemente, questo conto può essere utilizzato, ad esempio, per sostenere le IAE regionali e attenuare i loro maggiori costi di acquisto dell'energia elettrica. In tal modo l'approvvigionamento elettrico della popolazione locale rimane garantito a tariffe

moderate. Se, invece, i prezzi di mercato diminuiscono, non è necessario alcun intervento: l'energia elettrica acquistata a prezzi vantaggiosi viene fornita ai clienti finali a prezzi proporzionalmente inferiori. Il meccanismo è superfluo se i concedenti hanno già assicurato l'approvvigionamento di energia preferenziale a costi di produzione; in tal caso i fondi possono essere impiegati in altro modo.

Proprio per i concedenti che non dispongono di un ampio margine di manovra finanziario né di personale specializzato, una partecipazione agli utili mediante indennità per rinuncia alla riversione basata sul mercato può rappresentare una soluzione pragmatica per partecipare in modo più diretto alla creazione di valore degli altri partner. Inoltre, l'ente pubblico e i partner esistenti beneficiano indirettamente di una continuità operativa ininterrotta e possono sfruttare ulteriormente le sinergie di portafoglio. I costi di pianificazione e di transazione verso la fine della concessione sono ridotti al minimo e le grandi decisioni di investimento a lungo termine – ad esempio per l'ampliamento dell'impianto – non devono essere rinviate fino a dopo la fine della concessione in caso di accordo anticipato, né assicurate da un accordo sul valore residuo. Un ulteriore vantaggio risiede nel fatto che l'attuale gestore può guidare la procedura di rinnovo della concessione. Ciò è nell'interesse di tutti i partner, in quanto consente di utilizzare in modo efficiente il know-how relativo agli impianti, sviluppato nel corso degli anni, nonché i dati completi relativi all'esercizio e all'ambiente.

Una determinazione equilibrata dell'indennità per rinuncia alla riversione genera quindi un effetto segnale vantaggioso per tutti: l'ente pubblico ottiene così una controprestazione concreta e i partner esistenti possono continuare a utilizzare le conoscenze acquisite nel corso di decenni, in modo da creare valore aggiunto, assicurandosi nel contempo l'ac-

cesso a lungo termine a una fonte di produzione affidabile e priva di emissioni di CO₂. A lungo termine, un'indennità di questo tipo, ben equilibrata, può dunque essere più vantaggiosa in termini macroeconomici di una riversione, poiché i partner esistenti come Axpo possono continuare a mettere a disposizione le loro esperienze e competenze, le economie di scala e le sinergie di portafoglio, mentre l'ente pubblico riceve liquidità senza doversi assumere rischi complessivi.

Tuttavia, il modello dell'indennità per rinuncia alla riversione può anche presentare ostacoli, in particolare nel caso in cui si scelga un modello non flessibile, come per esempio il pagamento una tantum, e i concedenti nonché gli azionisti esistenti non con-

cordino sull'andamento futuro dei prezzi del mercato dell'energia elettrica. Inoltre, modifiche normative – ad esempio requisiti ambientali più severi o riforme di mercato – possono rendere necessaria a posteriori una revisione delle ipotesi e dei calcoli formulati all'inizio. Per tutti i modelli di indennità per rinuncia alla riversione è decisivo che si proceda in modo trasparente, collaborativo e basato sui fatti: Per ottenere un'ampia accettazione da parte del pubblico, si raccomandano consultazioni, perizie indipendenti e una piena divulgazione dei metodi di calcolo. La combinazione di questi elementi crea un modello solido e politicamente sostenibile, a vantaggio in egual misura dei Comuni, dei Cantoni e dei partner esistenti.





05

Linee guida per l'ente pubblico

Linee guida per l'ente pubblico

Le sezioni precedenti hanno chiarito che un aumento della partecipazione dell'ente pubblico nelle centrali dovrebbe essere preparato con cautela. Per l'ente pubblico, al fine di mitigare i rischi e sfruttare in modo ottimale le opportunità offerte dall'energia idroelettrica, si possono ricavare le seguenti linee guida:

1. Pianificazione tempestiva e coinvolgimento del concessionario attuale: Sia che si tratti del rinnovo della concessione (ad es. in combinazione con un'indennità per rinuncia alla riversione) o del rilascio di una nuova concessione tramite riversione, i Comuni e i Cantoni dovrebbero avviare la procedura con largo anticipo rispetto alla scadenza della concessione, idealmente circa 10–15 anni prima. I partner dell'attuale concessionaria hanno conoscenze dettagliate dell'impianto. Coinvolgerli nella pianificazione evita lacune nelle conoscenze e facilita una transizione senza intoppi. L'esperienza insegna che una preparazione all'insegna della cooperazione porta a nuovi contratti di concessione più equilibrati e riduce il rischio di costosi errori o ritardi.

Comuni e Cantoni devono inoltre verificare come sono strutturate le competenze tra esecutivo e legislativo e se è garantita la consultazione del popolo, in particolare in materia finanziaria. Per ogni spesa connessa a un progetto di partecipazione e ai relativi oneri per le finanze pubbliche, occorre chiarire se esiste una base giuridica sufficiente. In caso contrario, bisognerebbe pianificare in anticipo tempo sufficiente per creare una base giuridica di questo tipo nel processo politico. Anche se la nuova base giuridica deve essere sottoposta al voto del popolo, l'esperienza insegna che simili procedure richiedono molto tempo e possono comportare ritardi nelle procedure di rilascio della concessione. Se terzi sono

coinvolti nel progetto di partecipazione in qualità di partner, occorre garantire l'accordo e il coordinamento tra tutte le parti interessate.

2. Autovalutazione realistica delle competenze:

Prima di aumentare in modo significativo la propria quota di partecipazione in una centrale idroelettrica, un ente pubblico dovrebbe verificare con attenzione se dispone del know-how e delle risorse finanziarie e umane necessarie per agire in qualità di azionista di maggioranza o addirittura come gestore. In mancanza di questi elementi, è necessario reclutare e formare tempestivamente il personale o organizzare un supporto. Può essere opportuno esternalizzare l'esercizio e la commercializzazione dell'energia elettrica a un partner esperto, anche se si diventa azionisti maggioritari.

3. Previdenza finanziaria e diversificazione dei rischi:

Se l'ente pubblico acquisisce una maggiore partecipazione nelle centrali elettriche, dovrebbe orientare le proprie finanze verso entrate che dipendono dal mercato e quindi verso entrate più volatili. Per attutire gli effetti negativi degli anni più deboli dal punto di vista finanziario, è opportuno costituire riserve sui conti di compensazione nell'ambito della pianificazione finanziaria e di bilancio. Inoltre, l'impegno nella produzione di energia idroelettrica dovrebbe sempre essere proporzionato alla capacità finanziaria complessiva; occorre evitare dipendenze eccessive e grandi rischi.

4. Utilizzo di modelli di partnership:

Modelli contrattuali innovativi come l'indennità per rinuncia alla riversione basata sul mercato consentono all'ente pubblico di partecipare agli eventuali risultati dei restanti partner senza correre interamente il rischio imprenditoriale. L'ente pubblico potrà continuare a contare sulle entrate prove-

nienti dai canoni per i diritti d'acqua e dalle altre tasse di concessione e imposte, anche se queste entrate saranno considerate a basso rischio per l'ente pubblico solo fino a concorrenza della partecipazione residua degli azionisti partner indipendenti dall'ente pubblico stesso. Per la propria quota, l'ente pubblico deve coprire questi pagamenti con i ricavi della propria quota di prelievo di energia; ciò è possibile, senza perdite, solo se i prezzi coprono i costi. Il partner finora incaricato della gestione continua a fornire l'esperienza pluridecennale e le economie di scala. Ciò aumenta la stabilità, aumentando l'efficienza e la creazione di valore, non solo nell'esercizio, ma anche nella procedura di rinnovo della concessione.

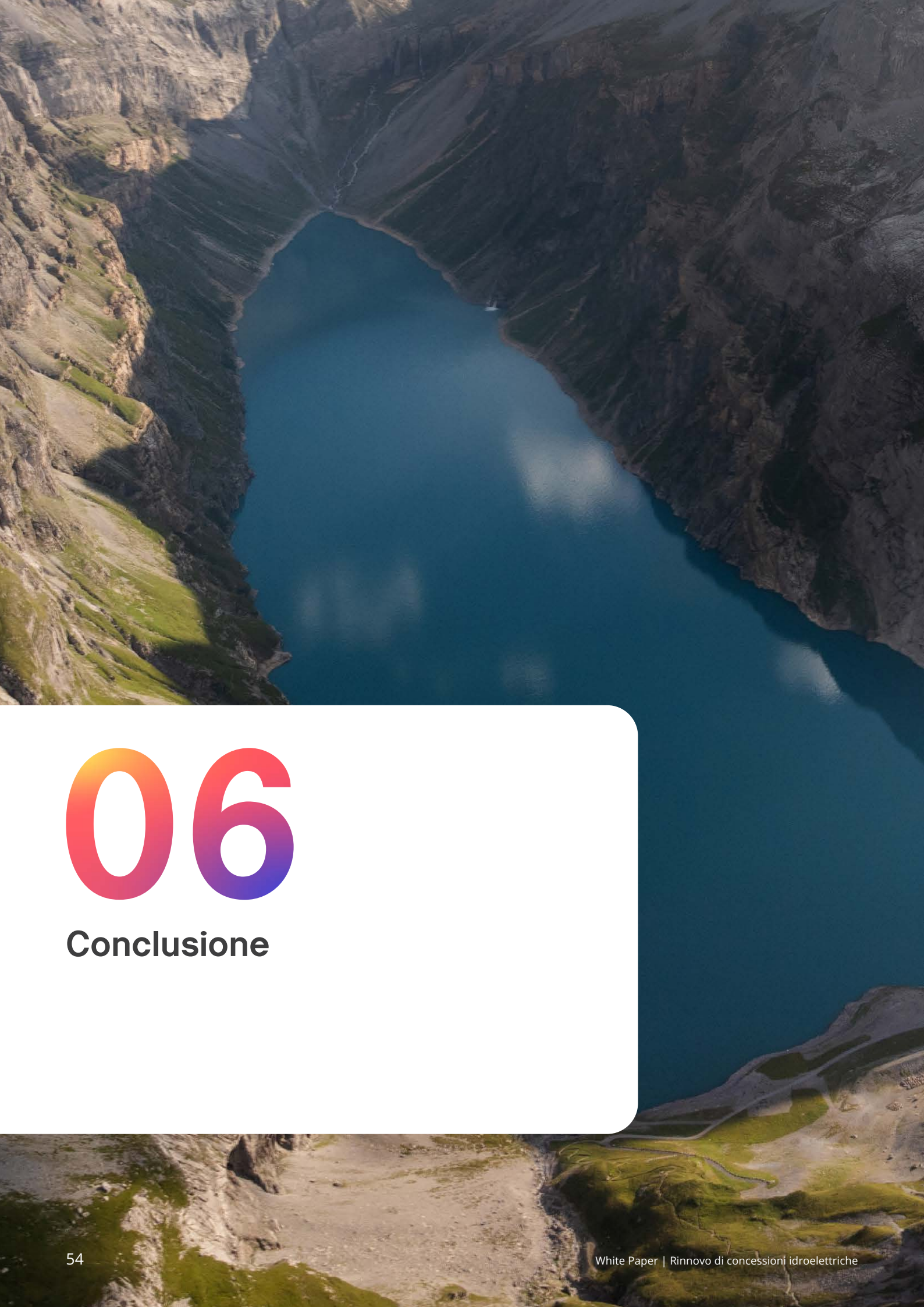
5. Governance trasparente e chiara suddivisione dei ruoli: Quando i Comuni e i Cantoni assumono partecipazioni in centrali elettriche, dovrebbero garantire sin dall'inizio strutture di governance trasparenti e solide. Tra questi rientrano in particolare chiare convenzioni tra Comuni e Cantone in merito all'assunzione dei costi e dei rischi, nonché alle competenze e ai diritti decisionali. È inoltre fondamentale che i compiti normativi (ad es. autorizzazioni, vigilanza, controllo ambientale) siano separati a livello istituzionale nel modo più chiaro possibile dal ruolo di (co)proprietario, per ridurre al minimo i conflitti di interesse.

In breve: I Comuni e i Cantoni dovrebbero pianificare in modo strategico per tempo le imminenti scadenze delle concessioni, sia attraverso il rinnovo della concessione insieme a un'indennità per rinuncia alla riversione, sia attraverso la riversione e il successivo rilascio di una nuova concessione. Con una preparazione lungimirante, una visione realistica e partner comprovati è possibile strutturare una maggiore partecipazione locale in modo da aumentare il più possibile il valore economico complessivo derivante dall'energia idroelettrica.





«L'energia idroelettrica ci
ricorda: un'energia duratura
richiede una responsabilità
che attraversi le generazioni».

An aerial photograph of a deep blue lake nestled in a mountain valley. The lake is surrounded by steep, rocky slopes with patches of green grass. The water is calm, reflecting the sky and the surrounding landscape.

06

Conclusione

Conclusione

L'energia idroelettrica è e resterà per il prossimo futuro un pilastro fondamentale dell'approvvigionamento energetico svizzero. Le concessioni che stanno per scadere pongono l'ente pubblico di fronte a decisioni importanti: Esso può partecipare alla centrale con una quota maggiore, invariata o inferiore rispetto a prima. In particolare nei Cantoni del Vallese, dei Grigioni, del Ticino, di Berna e di Uri, ricchi di risorse idroelettriche, vi è la volontà politica di aumentare in futuro la partecipazione diretta dell'ente pubblico alle centrali idroelettriche e di acquisirne la maggioranza. Tale scelta comporta quindi opportunità e rischi imprenditoriali per l'ente pubblico, il che richiede un'accurata valutazione.

Gli enti pubblici che mirano ad acquisire una partecipazione più consistente, anche di maggioranza, devono assicurarsi di disporre di risorse finanziarie, di conoscenze specialistiche e di strutture di gestione sufficienti per far fronte al complesso compito e ai rischi connessi con la partecipazione di maggioranza nelle centrali elettriche o addirittura con l'esercizio e la commercializzazione dell'energia elettrica. Una soluzione di partnership con imprese energetiche di esperienza può creare una situazione di chiaro vantaggio per entrambe le parti, anche se l'ente pubblico acquisisce la maggioranza di una centrale elettrica: L'ente pubblico si avvale del know-how acquisito nel corso di decenni e si assicura così un esercizio professionale ed efficiente nonché – se lo desidera – una commercializzazione ottimale dell'elettricità. I canoni per i diritti d'acqua, le altre tasse di concessione e imposte continueranno a costituire, fino a nuovo avviso, entrate affidabili, sebbene con un rischio ridotto rispetto all'aumento della partecipazione dell'ente pubblico, mentre si aggiungeranno gli eventuali ricavi supplementari derivanti dalla commercializzazione dell'energia prodotta dalla partecipazione.

Spetta ai responsabili politici locali trovare la soluzione più adatta alle loro esigenze, nella consapevolezza che i progetti idroelettrici sono progetti generazionali soggetti per decenni alle fluttuazioni del mercato e quindi a rischi. Da sempre Axpo intrattiene stretti e importanti legami con i Cantoni idroelettrici e le loro regioni e quindi con gli interessi della popolazione, dell'economia e dell'ambiente. In qualità di partner forte del settore pubblico, Axpo si impegna per uno sfruttamento condiviso, efficiente e sostenibile delle risorse idriche.



07

Glossario dei termini principali e abbreviazioni

Glossario dei termini principali e abbreviazioni

- **Società anonima (SA):** La SA è una forma giuridica ampiamente diffusa per le imprese in Svizzera. Il rispettivo capitale è suddiviso in azioni e gli azionisti rispondono solo con il loro conferimento. Molte imprese energetiche e Partnerwerk sono organizzate sotto forma di SA, poiché questa forma societaria consente di coinvolgere più soci e di disporre di strutture di finanziamento stabili per progetti infrastrutturali ad alta intensità di capitale.
- **Axpo:** Axpo Holding AG è la più grande impresa energetica della Svizzera, fondata nel 2001 come successore delle centrali elettriche della Svizzera nordorientale, fondate a loro volta nel 1914. Proprietari di Axpo sono esclusivamente i Cantoni (Zurigo 18,3 %, Argovia 14,0 %, Sciaffusa 7,9 %, Glarona 1,7 %, Zugo 0,9 %) e le loro aziende cantonali (Zurigo tramite EKZ 18,4 %, Argovia tramite AEW 14,0 %, San Gallo, Appenzello Esterno e Interno tramite SAK 12,5 %, Turgovia tramite EKT 12,3 %). Axpo gestisce un ampio portafoglio di impianti idroelettrici, nucleari e rinnovabili ed è attiva nel commercio di energia e in progetti di energia solare ed eolica in gran parte dell'Europa.
- **AET:** L'Azienda Elettrica Ticinese (AET) è un istituto di diritto pubblico di proprietà esclusiva del Cantone Ticino.
- **AEW:** L'Aargauische Elektrizitätswerke AG (AEW) appartiene integralmente al Cantone di Argovia.
- **«Equa» indennità:** Il valore reale delle parti elettromeccaniche dell'impianto (nel linguaggio comune, ma in maniera imprecisa dette anche parti «asciutte» dell'impianto) di una centrale idroelettrica – ad esempio generatori, trasformatori o sistemi di controllo – alla fine di un periodo di concessione. Mentre le parti idrauliche dell'impianto (nel linguaggio comune, ma in maniera imprecisa dette anche parti «bagnate» dell'impianto) come dighe e vie d'acqua, dopo la scadenza della concessione, spettano di norma – salvo diversa disposizione della concessione – senza indennizzo all'ente pubblico (Comune/Cantone), per le parti «asciutte» dell'impianto, ai sensi dell'art. 67 cpv. 1 lett. a-b della legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche (legge sulle forze idriche, LUF; RS 721.80), al concessionario attuale deve essere corrisposto un'«equa», ovvero adeguata, indennità.
- **EKZ:** L'Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) è un istituto cantonale di diritto pubblico.
- **EKT:** L'Elektrizitätswerke des Kantons Thurgau AG (EKT) è una società anonima di proprietà al 100 per cento del Cantone.
- **ewz:** L'Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz) è una divisione di servizi della città ed appartiene quindi interamente al settore pubblico.
- **Imprese energetiche:** Un termine collettivo per le aziende che producono, acquistano/commerciano energia elettrica, la distribuiscono attraverso reti e la forniscono ai clienti. In Svizzera rientrano in questa categoria sia grandi imprese energetiche, come ad esempio Axpo, BKW o Alpiq, sia numerose aziende regionali e comunali. Molte di queste imprese gestiscono centrali elettriche e, a livello della rete di distribuzione, le reti; la rete di trasmissione è gestita dalla società nazionale di rete Swissgrid. Con imprese di approvvigionamento energetico (IAE) si intendono in senso stretto le imprese che riforniscono i consumatori finali in una determinata area di fornitura (spesso inclusa la gestione della rete di distribuzione). In Svizzera ci sono circa 600 IAE. Non tutte le IAE dispongono di impianti di produzione propri; in particolare le piccole IAE acquistano sul mercato una parte o la totalità dell'energia.

- **Riversione:** Passaggio di una centrale elettrica alla proprietà dell'ente pubblico alla scadenza della concessione e a seguito dell'esercizio attivo del diritto di riversione. La condizione è che nella concessione vi sia una corrispondente regolamentazione. Ciò è determinante in quanto la legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche (art. 54 LUFI), non prevede automaticamente la riversione, ma la ammette soltanto se espressamente pattuita. Sebbene nella prassi quasi tutti i contratti di concessione contengano una clausola di riversione, dal punto di vista giuridico formale l'ente pubblico ne ha diritto solo se ciò è stabilito nel contratto. Tuttavia, le leggi cantonali sulle acque possono anche prescrivere imperativamente una riversione, anche se il contratto di concessione non contiene alcuna disposizione in proposito. Un esempio al riguardo è costituito dal Cantone Ticino, dove tutti gli impianti soggetti a riversione spettano per legge al Cantone e devono quindi essere trasferiti all'AET. In linea di principio, l'esercizio della riversione necessita sempre di una dichiarazione esplicita dell'ente pubblico avente il diritto di riversione; non vi è un automatismo in tal senso.

- **Ente pubblico avente diritto di riversione vs. avente diritto di rilascio della concessione / concedente:** L'ente pubblico avente diritto di rilascio della concessione risp. concedente è il titolare della sovranità in materia di acque (in genere il Cantone, talvolta i Comuni concessionari). Esso decide se e a quali condizioni si autorizza l'utilizzazione della forza idrica e rilascia la concessione. L'ente pubblico avente diritto di riversione è quello cui, alla scadenza della concessione, spetta l'esercizio del diritto di riversione e che può quindi acquisire gli impianti, gratuitamente o a titolo oneroso. In virtù della norma di legge fondamentale, si tratta dell'ente pubblico che ha rilasciato la concessione, sem-

preché l'atto di concessione non preveda altrimenti (art. 67 LUFI; RS 721.80). In molti Cantoni i due ruoli coincidono, ma le concessioni possono disciplinare diversamente il diritto alla riversione (p. es. ripartizione tra Cantone e Comuni oppure concessione intercantonale o internazionale). Per questo motivo è sempre determinante la concessione specifica.

- **Indennità per rinuncia alla riversione:** Accordo in base a cui i concedenti risp. gli enti pubblici aventi diritto di riversione rinunciano alla riversione ricevendo in cambio un'indennità dagli azionisti partner della società elettrica attuale (concessionaria), ad esclusione dei concedenti, qualora questi ultimi siano già stati coinvolti in precedenza. In questo modo l'ente pubblico può continuare a trarre vantaggio finanziario dalla centrale elettrica senza aumentare in modo significativo la propria quota di partecipazione alla stessa.
- **Partnerwerk:** Modello di società elettrica con più partner come coazionisti (ad esempio, un Comune e un'impresa energetica). Ogni azionista partner sostiene, per ogni anno fiscale, tutti i costi – segnatamente di esercizio e manutenzione (OPEX), gli ammortamenti pianificati e non pianificati (D&A) nonché gli investimenti decisi in base al piano di investimento (CAPEX) – in proporzione alla sua quota di partecipazione e riceve in cambio la quota corrispondente della produzione di energia elettrica e della potenza. Di norma l'impresa energetica è responsabile dell'esercizio operativo, mentre l'ente pubblico partecipa alle decisioni strategiche.

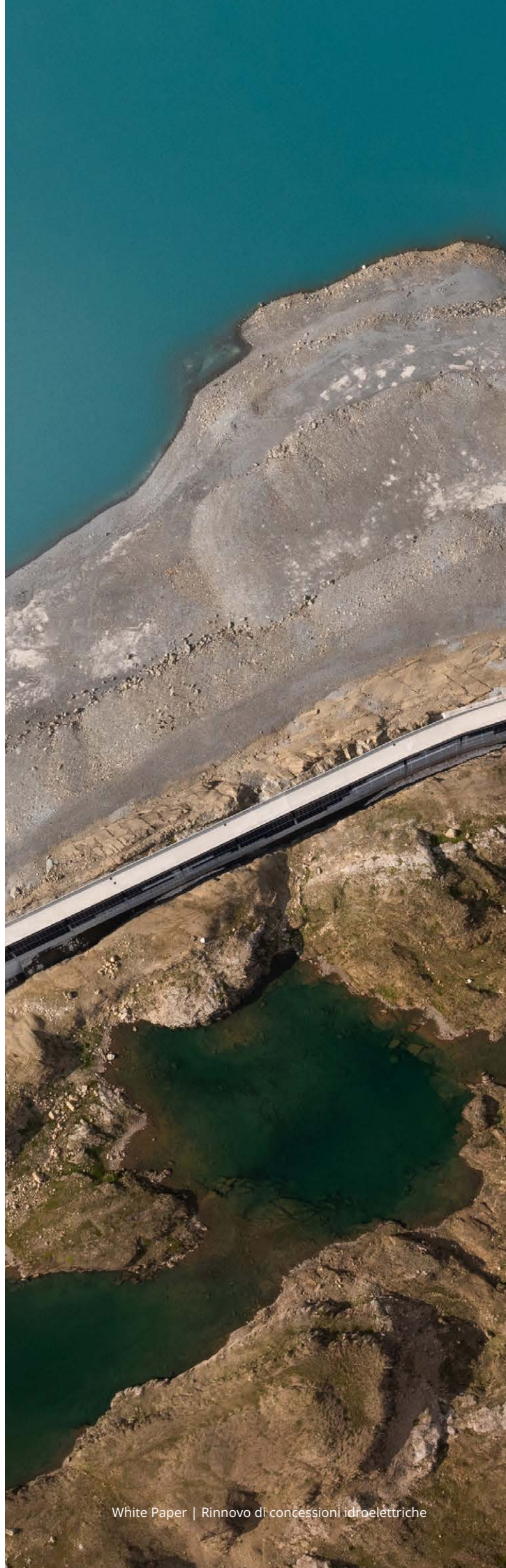
- **Concedente:** L'ente pubblico che rilascia la concessione (di regola, i Comuni e il Cantone) a cui spetta la sovranità in materia di acque, ossia il diritto di disporre della forza idrica di un corso d'acqua pubblico.
- **Concessione:** Diritto di utilizzazione limitato nel tempo del bene pubblico «acqua» per la produzione di energia elettrica. L'ente pubblico (Comune/Cantone) la concede a un concessionario – di norma una Partnerwerk – in cambio di una tassa di concessione (nel caso di molte concessioni storiche si tratta di una tassa unica al momento del rilascio), un canone per i diritti d'acqua ed eventuali altre tasse di concessione ricorrenti (p. es. energia gratuita o preferenziale) e ne stabilisce la durata, le condizioni nonché i diritti e gli obblighi reciproci.
- **Concessionario:** Il beneficiario della concessione (di norma una Partnerwerk con imprese energetiche quali azionisti di maggioranza ed eventualmente concedenti quali azionisti minoritari), a cui viene accordato il diritto di utilizzare l'acqua per un periodo di tempo limitato (max 80 anni) e di gestire la centrale elettrica.
- **Rinnovo della concessione vs. rilascio di una nuova concessione:** «Rinnovo della concessione» significa che il concedente rinuncia alla riversione e rilascia nuovamente la concessione al concessionario che già ne era beneficiario. Il «rilascio di una nuova concessione» invece si verifica dopo l'esercizio della riversione: la concessione viene nuovamente rilasciata, in genere a una (nuova) società, quindi senza rinuncia alla riversione.
- **Accordo sul valore residuo:** Accordo contrattuale tra concessionario e concedente che stabilisce anticipatamente come calcolare e indennizzare il valore residuo alla scadenza della concessione. Grazie ad esso si garantisce una certa sicurezza nella pianificazione, in particolare per investimenti di modernizzazione e ampliamento ai sensi dell'art. 67 cpv. 4 LUFI, qualora il relativo ammortamento si estenda oltre la durata della concessione. Accordi di questo genere precisano il riconoscimento e la logica di valutazione, stabilendo regole trasparenti e comprensibili d'indennizzo per gli investimenti che non possono essere interamente ammortizzati entro il termine della concessione. In assenza di un tale accordo, i concessionari esitano spesso a effettuare grandi investimenti a lungo termine negli anni che precedono la scadenza della concessione, poiché non è chiaro come verrebbero indennizzati una volta scaduta.
- **SAK:** La St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG (SAK) è di proprietà maggioritaria del Cantone di San Gallo, con partecipazioni minoritarie del Cantone di Appenzello Esterno/Interno.
- **Canone per i diritti d'acqua, altre tasse di concessione e imposte sugli impianti idraulici:** Il canone per i diritti d'acqua è una tassa regolamentata nella concessione, che una società elettrica versa al Cantone o ai Comuni per ogni chilowatt lordo installato (kW) per l'utilizzazione della risorsa idrica pubblica. Esso è stabilito nella LUFI nonché nelle relative disposizioni esecutive, in particolare nell'ordinanza federale sul calcolo del canone per i diritti d'acqua (ODA; RS 721.831). L'aliquota massima prevista dal diritto federale è attualmente di 110 franchi per kW di potenza lorda media. La potenza lorda media corrisponde alla media annua della potenza lorda idraulica e viene calcolata sulla base dei deflussi e dei salti

utili; essa non deve quindi essere equiparata alla potenza elettrica installata o alla produzione media annua. Il canone per i diritti d'acqua è quindi ampiamente indipendente dai prezzi di mercato.

Le **altre tasse di concessione** sono prestazioni supplementari stabilite nel contratto di concessione, come ad esempio contributi fissi, quote della cifra d'affari o dell'utile, come pure le prestazioni in natura sotto forma di forniture di energia elettrica gratuite o quote di acquisto a prezzo ridotto, a titolo di energia gratuita o preferenziale ai costi di produzione. Esse rappresentano indennità aggiuntive per i concedenti per il conferimento del diritto di utilizzazione.

È opportuno menzionare anche le **tasse speciali cantonali** relative all'utilizzazione della forza idrica o agli impianti idroelettrici. Ad esempio, le imposte sugli impianti idraulici nel Cantone dei Grigioni vengono riscalate nell'ambito del canone per i diritti d'acqua federale e in aggiunta alle imposte generali sull'utile e sul capitale. Il canone per i diritti d'acqua e le tasse speciali cantonali, complessivamente, non possono superare il canone per i diritti d'acqua massimo consentito dalla legge federale.

Tutte queste tasse e imposte compensano l'ente pubblico per l'utilizzo limitato nel tempo di un potenziale idroelettrico da parte del concessionario e garantiscono che la popolazione locale tragga un beneficio economico dall'utilizzo delle risorse.







Colophon

Prima pubblicazione: 22 giugno 2026

Team editoriale

Autori principali: Thomas Geissmann, Viktor Lir.

Ulteriori partecipanti: Amos Pesenti, Thomas Erzinger, Rolf Baumgartner, Thomas Porchet, Martin Stucki, Martin Stutz.

Proposta di citazione: Geissmann, Thomas & Lir, Viktor. 2026. *Rinnovo delle concessioni idroelettriche: Chancen & Herausforderungen*. Baden: Axpo Power AG, Divisione energia idroelettrica e biomassa.



Disclaimer

Questa pubblicazione offre una panoramica in merito alle opportunità e alle sfide legate alle concessioni in scadenza in Svizzera e ha carattere puramente informativo. Le opinioni espresse riflettono le riflessioni e le intenzioni di Axpo al momento della pubblicazione. Axpo non fornisce alcuna garanzia, esplicita o implicita, per l'accuratezza, la completezza o l'attualità delle informazioni contenute. Il documento può contenere affermazioni previsionali, che per loro natura sono caratterizzate da incertezze e che riflettono unicamente la valutazione della situazione in un determinato momento. Le azioni sulla base del presente documento avvengono sotto la propria responsabilità. Si declina qualsiasi responsabilità per danni che possano derivare direttamente o indirettamente dall'utilizzo di questo documento.



Axpo Power AG
Divisione energia idroelettrica e biomassa
Baden

