

Il ruolo dell'idroelettrico nel processo di transizione energetica



*Il ruolo dell'idroelettrico
nel processo di transizione
energetica*

*La redazione del presente documento è stata ultimata nel 2023.
Le informazioni, le analisi e le conclusioni contenute nel presente documento non hanno valore legale e non devono essere considerate come sostitutive di regolamenti ufficiali legalmente applicabili.
Sono destinate all'uso di professionisti esperti che sono gli unici in grado di giudicarne la pertinenza e l'applicabilità.
Il presente documento è stato redatto con la massima cura ma, in considerazione del ritmo di evoluzione della scienza, della tecnologia e della legislazione, non possiamo garantire che copra tutti gli aspetti degli argomenti trattati.
Decliniamo ogni responsabilità per l'interpretazione e l'uso delle informazioni contenute nel presente documento e non ci assumiamo alcuna responsabilità per eventuali perdite o danni da esse derivanti.
Non continuate a leggere se non accettate senza riserve questo disclaimer.*

© 2024

Autore: Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA

Impaginazione e editing: Editrice Alkes

Copertina: Antonio Scarpi - Fotolia

*Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore.
L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE
Via Rubattino 54 – 20134 Milano – Italia*

Finito di stampare nel mese di ottobre 2024
da AGF S.r.l. Unipersonale

ISBN 978-88-943145-4-0

Premessa

L'Unione Europea si è posta l'obiettivo particolarmente sfidante di conseguire la neutralità climatica entro il 2050, introducendo con il Green Deal una serie di iniziative strategiche atte a guidare il processo di transizione ecologica dei Paesi dell'Unione. Nel 2021 si è compiuto un passo significativo verso questo traguardo con la pubblicazione del Pacchetto *Fit for 55*, che ha reso giuridicamente vincolante l'obiettivo di ridurre del 55% le emissioni nette di gas serra entro il 2030.

Per raggiungere questi ambiziosi obiettivi climatici è fondamentale puntare sulla decarbonizzazione del settore energetico, visto che il 75% delle emissioni di gas climalteranti nei Paesi dell'Unione Europea è riconducibile alla produzione e all'utilizzo di energia. Per questo motivo, le misure legislative sostenute dal Pacchetto *Fit for 55* promuovono un maggiore sfruttamento delle energie rinnovabili, in particolare quelle non programmabili (fonte solare ed eolica), facilitando la loro integrazione nella rete elettrica. Questa scelta risponde, da un lato, all'esigenza di produrre energia pulita e di diversificare il mix energetico europeo; dall'altro lato, però, l'aleatorietà di queste fonti ha reso urgente la necessità di disporre di servizi di bilanciamento adatti a mantenere la frequenza di rete entro i limiti consentiti dai criteri di sicurezza per garantire l'adeguatezza delle infrastrutture di trasporto e di distribuzione dell'energia elettrica nonché la qualità della fornitura energetica agli utenti finali.

Questa svolta *green* messa in atto dall'Unione Europea sta creando le condizioni favorevoli per consentire al settore idroelettrico di vivere una seconda giovinezza, dopo aver rappresentato l'asse portante del processo di industrializzazione del nostro Paese tra le due Guerre mondiali e aver contribuito a sostenere il boom economico nell'immediato dopoguerra fino ai primi anni '60. Gli impianti idroelettrici, con accumuli e pompaggi, sono infatti in grado di contribuire fattivamente alla fornitura dei servizi di flessibilità necessari alla rete elettrica per integrare in rete quote crescenti della produzione tipicamente discontinua delle fonti solari ed eolica.

Oltre ai servizi di bilanciamento, occorre dare giusta evidenza alla funzione svolta dai bacini artificiali sottesi da dighe nel mitigare gli impatti degli eventi meteorologici estremi, fornendo un contributo alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici. In particolare, in caso di precipitazioni intense i serbatoi sono in grado di accumulare acqua per ridurre i picchi di piena, proteggendo così i territori a valle dal rischio inondazioni. Per contro, in caso di crisi idriche causate da prolungati periodi di siccità, i concessionari idroelettrici sono chia-

Premessa

mati a effettuare rilasci aggiuntivi di acqua per limitare i danni al settore agricolo, contribuendo in tal modo alla sicurezza alimentare del nostro paese e, più in generale, al benessere dei cittadini.

Per cogliere l'opportunità di svolgere un ruolo da attore protagonista nell'attuale contesto energetico e climatico, il settore idroelettrico deve tuttavia affrontare sfide tecnologiche per mantenere in esercizio, in sicurezza ed efficienza, un patrimonio infrastrutturale che ha superato in media 65 anni d'età, ma deve anche affrontare con estrema urgenza alcune questioni burocratiche-amministrative, in *primis* sciogliere il nodo delle modalità di rinnovo delle concessioni e, in secondo luogo, semplificare il *permitting*, entrambi passi indispensabili per mettere a terra nuovi impianti di pompaggio entro i tempi richiesti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e per realizzare i necessari interventi di ripristino e potenziamento degli impianti esistenti.

Essenziale è anche promuovere lo sviluppo e l'innovazione del settore idroelettrico per potenziarne ulteriormente la capacità di fornire servizi energetici e sociali, migliorarne la sostenibilità e mitigare gli impatti ambientali sugli ecosistemi fluviali e la biodiversità. In tale ambito, la visione di RSE va oltre l'analisi delle attuali esigenze di ricerca tanto da sostenere che questo settore debba anche assumere un ruolo trainante nella gestione delle priorità di utilizzo della risorsa idrica, già vista come oro blu in diversi paesi del mondo a causa dei cambiamenti climatici in atto.

La monografia *Il ruolo dell'idroelettrico nel processo di transizione energetica* offre una panoramica di tutti questi aspetti, con particolare riferimento alla situazione italiana, mettendo in luce i passi che occorre percorrere nell'immediato futuro per rilanciare il settore idroelettrico a beneficio del sistema energetico e del benessere economico e sociale.

Franco Cotana

Amministratore Delegato RSE

Credits

COORDINATORE DELLA MONOGRAFIA

Antonella Frigerio. Laureata in Ingegneria Civile, indirizzo Strutture, ha oltre 20 anni di esperienza nel campo della modellazione numerica di grandi strutture, in particolare dighe di calcestruzzo, condotte forzate, torri di raffreddamento. In RSE, ha gestito per sette anni progetti finanziati dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico inerenti alla sicurezza e alla resilienza del sistema elettrico, allo sviluppo di sistemi di accumulo e di scenari energetici. Dal 2019 è vicedirettore del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche di RSE. In ambito nazionale fa parte del Consiglio di Presidenza di ITCOLD. A livello europeo è co-chair del Governing Board della ETIP HYDROPOWER, chair del Working Group Penstocks & Pressure Shafts e co-chair del Working Group Public Awareness Strategies dell'EurCOLD. In campo internazionale è chair del Technical Committee A Computational aspects of analysis and design of dams dell'ICOLD.

CONTRIBUTI

Abbate Andrea. Laureato in Ingegneria Ambientale, ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Ingegneria Ambientale e Civile. Dal 2021 lavora in RSE nel Gruppo di Ricerca Geologia e Sicurezza Strutturale del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche dove si occupa dello studio delle dinamiche di interrimento dei serbatoi idroelettrici e della modellazione delle problematiche geo-idrologiche a scala di bacino. Ha pubblicato vari articoli su riviste peer-reviewed.

Agate Giordano. Diplomato come Perito Industriale indirizzo Informatica. Dal 2010 lavora in RSE nel Gruppo di Ricerca Geologia e Sicurezza Strutturale del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche dove si occupa di sviluppo e applicazioni di codici di calcolo per l'analisi fluidodinamica interna ed esterna applicata all'ambiente (es. dispositivi di conversione di energia da moto ondoso), oppure per studi della dinamica dei fluidi nel sottosuolo (es. geotermia, stoccaggio gas).

Amaranto Alessandro. Laureato in Ingegneria Civile e Ambientale, ha conseguito il dottorato di ricerca in Ingegneria dei Sistemi. Dal 2021 lavora in RSE nel Gruppo di Ricerca Analisi Risorse e Territorio del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche dove si occupa di risorse energetiche e cambiamenti climatici. Ha pubblicato vari articoli su riviste peer-reviewed.

Alterach Julio. Laureato in Ingegneria Civile, indirizzo Idraulica, in RSE lavora nel Gruppo di Ricerca Analisi Risorse e Territorio del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche dove si occupa di temi attinenti alla fornitura di flessibilità energetica sostenibile attraverso sistemi di pompaggio idroelettrico. Ha pubblicato studi sulla gestione dei bacini idrici, sul mini-idroelettrico e sull'accumulo energetico. Rappresenta l'Italia nei gruppi EERA JP Hydropower ed EERA SP4 Mechanical Energy Storage e fa parte delle azioni di coordinamento della Knowledge Community dei programmi ERA-NET e della Clean Energy Transition Partnership (CETP).

Bonaldo Cinzia. Laureata in Economia, ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Ingegneria Economico-Gestionale. Dal 2022 lavora in RSE nel Gruppo di Ricerca Regolazione dei Mercati Energetici del dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici dove si occupa di analizzare le dinamiche di mercato e gli aspetti operativi derivanti dall'integrazione delle fonti rinnovabili e dalla transizione energetica.

Canevese Silvia. Laureata in Ingegneria Elettronica, ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Ingegneria dell'Informazione. Dal 2006 lavora in RSE, dal 2013 nel Gruppo di Ricerca Sviluppo e Sicurezza delle Reti del dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici dove si occupa di valutazioni tecnico-economiche sulla fornitura di servizi di dispacciamento, sia da parte degli impianti tradizionali sia da parte di nuove risorse come i sistemi di accumulo elettrochimico, in vista di una sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili in rete.

Davò Federica. Laureata in Matematica, ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Analytics for economics and business. Dal 2022 lavora in RSE nel Gruppo di Ricerca Regolazione dei Mercati Energetici del dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici dove si occupa di applicare la matematica al mondo dell'energia, cercando modelli che rispondano alle esigenze della ricerca soprattutto nel campo dei mercati energetici.

Faggian Paola. Laureata in Fisica delle Scienze dell'Atmosfera, dopo circa 10 anni dedicati allo sviluppo e all'applicazione di modelli meteorologici, da circa vent'anni è coinvolta nell'analisi di modelli climatici allo stato dell'arte per l'elaborazione di scenari futuri, con particolare attenzione alla caratterizzazione degli estremi climatici e dei loro impatti, nell'ambito del Gruppo di Ricerca Clima e Meteorologia del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche. Ha pubblicato vari articoli su riviste peer-reviewed.

Faggiani Giorgia. Laureata in Ingegneria Edile, lavora da oltre 20 nel campo dell'ingegneria delle dighe di calcestruzzo. In RSE fa parte nel Gruppo di Ricerca Geologia e Sicurezza Strutturale del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche dove si occupa dello sviluppo di soluzioni, metodi e approcci innovativi per la valutazione della sicurezza delle dighe, per la diagnostica strutturale e per la rilevazione e previsione degli effetti di fenomeni di invecchiamento del calcestruzzo. Partecipa a diverse attività in ambito ITCOLD, EurCOLD e ICOLD ed è autrice di diverse memorie inerenti alla sicurezza delle infrastrutture idroelettriche.

Gatti Antonio. Laureato in Ingegneria Elettrica. Nel 2003-2006 ha lavorato in CESI nell'ambito della pianificazione dei sistemi elettrici. Dal 2006 lavora in RSE nel Gruppo di Ricerca Sviluppo e Sicurezza delle Reti del dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici dove si occupa di analisi di sicurezza delle reti e di altri ambiti quali policy e regole di mercato, codici di rete, norme in ambito energetico.

Gulotta Francesco. Laureato in Ingegneria Energetica, ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Ingegneria elettrica. Dal 2023 lavora in RSE nel Gruppo di Ricerca Regolazione dei Mercati Energetici del dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici dove si occupa dell'impatto sui mercati dell'energia delle strategie di offerta di impianti idroelettrici e delle evoluzioni regolatorie del dispacciamento elettrico.

Mancusi Leonardo. Laureato in Ingegneria Civile, indirizzo Idraulica, in RSE lavora nel Gruppo di Ricerca Analisi Risorse e Territorio del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche dove si occupa di sviluppo e applicazione di modelli di rischio idraulico e di valutazione della disponibilità di risorse idriche. Ha pubblicato vari articoli su riviste peer-reviewed.

Molocchi Andrea. Laureato in Discipline Economiche e Sociali, è ricercatore senior, esperto di politiche ambientali, strumenti economici per l'ambiente e di valutazione delle esternalità ambientali. Per il Ministero dell'ambiente ha seguito l'iter di approvazione del regolamento UE sulla tassonomia delle attività eco-sostenibili. Dal 2020 lavora in RSE nel Gruppo di Ricerca Analisi Ciclo di Vita del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche dove si occupa di costi esterni dell'energia e dei trasporti e di fiscalità energetico-ambientale.

RINGRAZIAMENTI

Un ringraziamento particolare va a Guido Mazzà, già dirigente RSE e attuale presidente di ITCOLD, e a Giovanni Ruggeri, precedente presidente di ITCOLD, per l'attenta rilettura dell'intera monografia. Diversi studi qui presentati sono frutto di attività svolte in Gruppi di Lavoro promossi da ITCOLD che hanno il pregio di favorire lo scambio di conoscenze e di professionalità tra operatori idroelettrici e idrici, professionisti, il mondo accademico e della ricerca, associazioni di settore e autorità di controllo, locali e nazionali, come la Direzione Generale per le Dighe e le Infrastrutture idriche del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT). Queste interazioni consentono a RSE di cogliere le esigenze di ricerca, sviluppo e innovazione del settore idroelettrico e idrico e di orientare opportunamente i propri piani di ricerca a beneficio del paese.

In ambito RSE, alla revisione della monografia hanno collaborato: Michele de Nigris, direttore del dipartimento Sviluppo sostenibile e Fonti Energetiche (SFE); Michele Benini, direttore del dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici (SSE), Elisabetta Garofalo, responsabile del Gruppo di Ricerca Analisi Risorse e Territorio del dipartimento SFE e Alessandro Zani, responsabile del Gruppo di Ricerca Regolazione dei Mercati Energetici del dipartimento SSE.

Indice

Capitolo 1	Introduzione	15
Capitolo 2	Gli impianti idroelettrici	17
2.1	Cenni storici sullo sviluppo dell'idroelettrico in Italia e sul controllo istituzionale	18
2.1.1	Il controllo delle istituzioni e l'evoluzione del quadro normativo	21
2.1.2	Un <i>gap</i> generazionale da colmare	24
2.1.3	Un rinnovato interesse per l'idroelettrico	25
2.2	Classificazione degli impianti	26
2.2.1	Capacità di regolazione della produzione	26
2.2.2	Potenza installata (o di concessione)	30
2.2.3	Salto utile lordo	31
2.3	Destinazioni d'uso principali	32
Capitolo 3	La produzione idroelettrica mondiale e nazionale	33
3.1	La principale fonte rinnovabile nel mondo: l'idroelettrico	33
3.2	L'idroelettrico in Italia	37
Capitolo 4	Scenari energetici al 2030	45
4.1	Consumi di energia elettrica in Italia, attuali e al 2030	47
4.2	Generazione elettrica da FER in Italia, attuale e al 2030	49
4.3	Il ruolo dell'idroelettrico negli scenari al 2030	50
4.4	Prospettive oltre il 2030	52
Capitolo 5	I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione	55
5.1	Flessibilità della produzione e dell'accumulo	57
5.1.1	Caso studio: ibridazione di un impianto di pompaggio con sistemi di accumulo elettrochimico e volani	63
5.2	Capacità di accumulo: impianti di pompaggio	79
5.2.1	Utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti	81
5.2.2	Potenziale di pompaggio idroelettrico	107
5.2.3	Criteri, indicatori e metodi per la localizzazione dei pompaggi	117
5.3	Mitigazione dei rischi associati a eventi meteorologici estremi	122
5.3.1	La valutazione e la gestione del rischio alluvioni	123
5.3.2	La laminazione delle piene	125
5.3.3	La ricostruzione degli eventi di piena	131
Capitolo 6	Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico	135
6.1	Il rinnovo delle concessioni	137
6.1.1	Alcune considerazioni sul quadro regolatorio adottato a livello europeo	138
6.1.2	La regionalizzazione delle concessioni idroelettriche	140
6.1.3	Rinnovare le concessioni per rilanciare il settore idroelettrico: opportunità e criticità	143

6.2	L'accettabilità sociale delle dighe sul territorio	144
6.2.1	La promozione delle iniziative italiane sull'accettabilità sociale delle dighe a livello europeo	150
6.2.2	Celebrazione del <i>Dam Day</i> a livello europeo il 29 maggio di ogni anno	153
6.3	Impatto dei cambiamenti climatici	154
6.3.1	Effetti sulla disponibilità idrica e sulla producibilità idroelettrica	155
6.3.2	Effetti sugli ecosistemi e sulla qualità delle acque	159
6.4	Studio del processo di interrimento dei serbatoi e impatto sulla capacità di stoccaggio	164
6.5	Aspetti da attenzionare per lo sviluppo sostenibile del settore idrico e idroelettrico	171
6.5.1	Consumi e uso plurimo della risorsa idrica	172
6.5.2	Deflusso minimo ecologico	175
6.5.3	Soluzioni per la protezione della flora e della fauna fluviale	178
Capitolo 7	Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico	181
7.1	Valutazione della sicurezza sismica delle dighe di calcestruzzo	182
7.2	Asseverazione delle condotte forzate	191
7.2.1	Metodi semplificati e avanzati per la verifica agli stati limite	193
7.2.2	L'analisi del rischio antropico	196
7.3	Studi specialistici volti a preservare il patrimonio idroelettrico nazionale	197
7.3.1	Il caso della diga di Beauregard: un esempio virtuoso	198
7.3.2	Studio degli effetti dell'impatto di un masso sulla diga di Place Moulin	206
7.4	Strumenti per l'analisi del rischio in ambienti antropizzati	211
7.4.1	Lo strumento FLOODRISK	211
7.4.2	Lo strumento HALTFLOOD	218
7.4.3	Il modello geo-idrologico CRHyME	221
7.4.4	Il codice SPHERA (RSE SpA)	227
Capitolo 8	Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico	237
8.1	Sistema di scambio all'ingrosso dell'energia elettrica e di approvvigionamento a mercato dei servizi di regolazione del sistema elettrico: assetto attuale	238
8.2	Evoluzione recente e futura del mercato elettrico	242
8.2.1	Nuova disciplina del dispacciamento elettrico	242
8.2.2	Progetti pilota Terna ai sensi della deliberazione n. 300/2017	250
8.2.3	Introduzione della risoluzione al quarto d'ora e dei prezzi di acquisto zonali nei mercati dell'energia	253
8.2.4	Il mercato della capacità	254
8.2.5	Piattaforme europee di scambio delle risorse di bilanciamento	260

Indice

8.3	Meccanismo di approvvigionamento a termine di nuova capacità di stoccaggio elettrico	262
8.3.1	Contesto normativo	262
8.3.2	Schema del sistema di approvvigionamento a termine dello stoccaggio elettrico	265
8.3.3	Schema di funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine dello stoccaggio elettrico	267
8.3.4	Prevista esecuzione delle aste	276
8.3.5	Prima stima del fabbisogno di capacità di stoccaggio	276
8.3.6	Stima preliminare della remuneratività degli investimenti in nuovi impianti di pompaggio alle condizioni attuali di mercato	277
Capitolo 9	Idroelettrico, tassonomia e finanza sostenibile	283
Capitolo 10	Priorità di innovazione e ricerca nel settore idroelettrico	289
10.1	La <i>Research and Innovation Agenda</i> del progetto HYDROPOWER-EUROPE	291
10.1.1	Incremento della flessibilità	292
10.1.2	Ottimizzazione dei sistemi di manutenzione e controllo	294
10.1.3	Resilienza dei macchinari elettromeccanici e delle infrastrutture	295
10.1.4	Sviluppo di nuovi concetti emergenti	296
10.1.5	Soluzioni a minor impatto ambientale	297
10.1.6	Mitigazione dell'impatto del riscaldamento globale	297
10.2	La <i>Strategic Industry Roadmap</i> del progetto HYDROPOWER-EUROPE	298
10.3	Avvio della piattaforma ETIP HYDROPOWER	300
Capitolo 11	Note conclusive	303
Capitolo 12	Acronimi	305
	Bibliografia	311
Appendici A.	Glossario di un impianto idroelettrico	339
B.	I disastri che condizionarono la pubblica opinione in Italia e le principali <i>lesson learned</i>	
C.	Stralcio del testo della lettera trasmessa dal Segretariato Generale dell'UE all'Italia (Ministro degli Affari esteri)	363

Sommario

La monografia *Il ruolo dell'idroelettrico nel processo di transizione energetica* fa parte della collana RSEview (<https://www.rse-web.it/prodotti-editoriali/>) e ha l'obiettivo di fornire lo stato dell'arte del settore idroelettrico, con particolare riferimento al contesto nazionale.

Le dinamiche in atto nel processo di transizione energetica e le politiche di adattamento ai cambiamenti climatici stanno mettendo in evidenza la strategicità degli impianti idroelettrici nel contribuire alla fornitura dei servizi di bilanciamento di cui necessita sempre più la rete elettrica per rendere sostenibile lo sfruttamento delle fonti rinnovabili discontinue e nel mitigare gli impatti dei cambiamenti climatici, con particolare riferimento alle crisi idriche e alle precipitazioni intense. Le strategie energetiche nazionali tengono in debito conto che sul territorio italiano sarà difficile aumentare in modo tangibile, nel prossimo futuro, la potenza idroelettrica poiché la maggior parte dei siti idonei alla costruzione di grandi impianti è già stata sfruttata. Tuttavia, cresce anche la consapevolezza che è altrettanto importante mantenere in funzione l'attuale parco infrastrutturale nazionale, caratterizzato da un'età media tra le più alte in Europa, per sostenere la decarbonizzazione del sistema energetico.

Sebbene gli impianti idroelettrici rappresentino un tassello importante nel percorso verso la neutralità climatica del continente europeo entro il 2050, di fatto le strategie politiche nazionali ed europee continuano a ritenere scontato il contributo di questo settore alla produzione di energia pulita, senza tenere conto che il nuovo contesto geopolitico, economico, sociale e ambientale ha fatto nascere nuove esigenze di ricerca, sviluppo e innovazione mentre i cambiamenti climatici esaspereranno gli squilibri spazio-temporali della disponibilità della risorsa idrica, creando potenziali conflitti nella definizione delle priorità di utilizzo dell'acqua.

La monografia mette in luce gli studi e i prodotti sviluppati negli ultimi anni nei progetti finanziati dal fondo della Ricerca di Sistema per preservare il patrimonio delle infrastrutture esistenti, per valorizzare e potenziare i punti di forza di questo settore e per analizzare le barriere tecniche, sociali, ambientali ed economiche che potrebbero ostacolare l'impiego di questi impianti a scapito del processo di transizione ecologica e della società. A livello italiano devono tuttavia essere affrontate con estrema urgenza alcune questioni burocratiche; in primis, la definizione delle modalità di rinnovo delle concessioni, visto che l'86% scadrà entro il 2029. Questa situazione di stallo, unitamente alle lungaggini legate al permitting, sta comportando una forte riduzione degli investimenti e potrebbe addirittura

Sommario

portare al decommissioning di impianti di grande taglia con impatti pesanti sul processo di transizione ecologica.

La monografia sostiene inoltre la necessità di promuovere azioni volte a mitigare gli impatti ambientali ed ecosistemici delle infrastrutture idroelettriche e idriche e di attenersi al regolamento della tassonomia che, classificando in modo unificato a livello europeo le attività sostenibili sotto il profilo ambientale, agevola l'accesso ai fondi della finanza sostenibile oltre a perseguire il rispetto del principio Do No Significant Harm (DNSH). Porre attenzione a questi aspetti consente in particolare di migliorare l'accettabilità sociale delle dighe e dei serbatoi artificiali presenti sul territorio.

La monografia ha anche un valore didattico in quanto include un glossario dei principali elementi che costituiscono un impianto idroelettrico e mostra come le principali tragedie che hanno colpito l'Italia nel secolo passato (disastri del Gleno nel 1923, del Molare nel 1935 e del Vajont nel 1963) abbiano fornito insegnamenti che hanno portato a una maggiore conoscenza dei problemi geologico-geotecnici, idraulico-idrologici e strutturali e a introdurre modifiche nelle normative nazionali per scongiurare il possibile ripetersi di altre tragedie.



Summary

The monograph *Il ruolo dell'idroelettrico nel processo di transizione energetica* is part of the RSEview series (<https://www.rse-web.it/prodotti-editoriali/>) and aims to provide the state of the art of the hydropower sector, with particular reference to the Italian context.

The dynamics of the energy transition process and the climate change adaptation policies highlight the strategic nature of hydropower plants in contributing to the provision of balancing services, increasingly required by the electricity grid to make the exploitation of discontinuous renewables sustainable, and in mitigating the effects of climate change, with particular reference to water crises and heavy rainfall. National energy strategies take due account of the fact that it will be difficult to significantly increase hydropower capacity in Italy in the near future as most of the sites suitable for the construction of large plants have already been exploited. However, there is also a growing awareness that it is equally important to keep in operation the current national infrastructure assets, which have one of the highest average ages in Europe, to support the decarbonisation of the energy system.

Although hydroelectric power plants represent an important dowel on the path towards the European continent's climate neutrality by 2050, national and European policy strategies continue to take for granted the contribution of this sector to the clean energy production, without taking into account that the new geopolitical, economic, social and environmental context has given rise to new needs for research, development and innovation as climate change will exacerbate the spatial-temporal imbalances in water availability, creating potential conflicts in the definition of water use priorities.

The monograph highlights the studies and products developed in recent years within the framework of the "Ricerca di Sistema" programme to preserve the heritage of existing infrastructure, to enhance and reinforce the strengths of this sector and to analyse the technical, social, environmental and economic barriers that could hinder the use of these facilities to the detriment of the ecological transition process and human well-being. In Italy, however, several bureaucratic issues need to be addressed urgently; first and foremost, the definition of how to renew concessions, as 86% will expire by 2029. This stalemate, together with permitting delays, is leading to a sharp reduction in investment and could even lead to the decommissioning of large plants with heavy impacts on the ecological transition process.

Summary

The monograph also advocates the need to promote actions to mitigate the environmental and ecosystem impacts of these infrastructures and to adhere to comply with the EU Taxonomy Regulation, which, by classifying environmentally sustainable activities in a unified way at the European level, facilitates access to sustainable finance funds as well as pursues compliance with the Do No Significant Harm (DNSH) principle. Addressing all these issues will also help to improve the social acceptability of dams and reservoirs.

The monograph also has a didactic value as it includes a glossary of the main elements of a hydroelectric plant and shows how the major tragedies that have struck Italy in the past century (disasters of Gleno in 1923, Molare in 1935 and Vajont in 1963) have provided lessons that have led to a better understanding of geological-geotechnical, hydraulic-hydrological and structural problems and to changes in national regulations to prevent the possible recurrence of other tragedies.

Introduzione

A livello mondiale l'energia idroelettrica rappresenta tutt'oggi la principale fonte rinnovabile in termini di generazione e di capacità. Nel 2021 gli impianti idroelettrici hanno fornito quasi 4.300 TWh [1], pari al 15% circa della produzione elettrica mondiale, con una capacità installata di poco superiore a 1.235 GW [2]. Anche nel panorama energetico italiano l'idroelettrico è la principale fonte rinnovabile in termini di generazione ma non di potenza installata. Nel 2021 gli impianti idroelettrici hanno prodotto oltre 45 TWh, pari al 39% della produzione complessiva da fonti rinnovabili, potendo contare su una potenza di circa 19 GW, inferiore solo a quella degli impianti fotovoltaici pari a quasi 23 GW [3].

Nel processo di transizione verso un sistema energetico a basse emissioni di carbonio, sostenibile e resiliente, che mira alla neutralità climatica entro il 2050, l'idroelettrico è in grado di assolvere il compito, sempre più rilevante, di fornire servizi per il bilanciamento tra consumo e produzione di energia. Grazie alla generazione flessibile e alla capacità di accumulo, l'idroelettrico contribuisce a creare i presupposti per agevolare l'integrazione in rete delle fonti rinnovabili non programmabili e a preservare, allo stesso tempo, l'adeguatezza, la sicurezza e la resilienza del sistema energetico.

Tenendo conto che in Europa i principali siti idonei per la costruzione di grandi impianti sono stati quasi totalmente sfruttati, negli ultimi decenni si è avvertita la forte esigenza quantomeno di preservare il patrimonio delle infrastrutture idroelettriche esistenti. La loro età, superiore in media a 65 anni, è tra le più elevate in Europa [4] e sempre più si evidenzia la necessità di pianificare e di realizzare interventi riabilitativi per garantirne l'esercizio in sicurezza ed efficienza nel medio-lungo termine.

Mantenere funzionanti e in efficienza queste infrastrutture consente altresì di garantire alla società servizi di interesse comune: si pensi alla protezione dei territori a valle delle dighe svolta dai serbatoi con i piani di laminazione delle piene messi in atto per mitigare il rischio alluvioni (in forte crescita a causa dei cambiamenti climatici) oppure all'approvvigionamento idrico a fini potabili e irrigui fornito rispettivamente ai settori civile e agricolo dagli impianti idrici (e anche da quelli idroelettrici in caso di crisi idriche per limitare i danni sociali ed economici), funzione che consente di contribuire al *Water-Energy-Food-Ecosystem-Nexus* [5] e anche al raggiungimento dei *Sustainable Development Goals* definiti dalle Nazioni Unite [6].

Esistono tuttavia una serie di barriere sociali, ambientali ed economiche che devono essere analizzate e adeguatamente affrontate

affinché il settore idroelettrico possa assumere un ruolo attivo nel sostenere la transizione energetica. In particolare, i concessionari devono indirizzare i propri sforzi nella promozione di soluzioni in grado di mitigare gli impatti ambientali ed ecosistemici delle infrastrutture esistenti e devono “mettere a terra” progetti di ammodernamento o di realizzazione di nuovi impianti che siano basati sull'innovazione tecnologica, la digitalizzazione e i valori della sostenibilità sia per riscuotere il consenso pubblico sia per agevolare gli iter autorizzativi e consentire l'accesso ai fondi della finanza sostenibile.

Sebbene l'idroelettrico sia considerato ormai da tempo una tecnologia matura, i continui cambiamenti nel contesto attuale dettati dalla transizione ecologica del sistema energetico, dalla trasformazione digitale di diversi settori dell'economia e dagli impatti dei cambiamenti climatici hanno fatto nascere anche per questo comparto industriale nuove esigenze di ricerca, innovazione e sviluppo.

Obiettivo della presente monografia è mettere in evidenza i punti di forza e le criticità attuali del settore idroelettrico affinché possa giocare un ruolo attivo nel processo di decarbonizzazione del sistema energetico e non rimanere il “gigante dimenticato” tra le fonti rinnovabili, come definito dal direttore esecutivo della *International Energy Agency* (IEA) Fatih Birol, nonostante questo settore generi un sesto dell'energia elettrica mondiale, più di quanto prodotto dalla totalità delle restanti fonti rinnovabili [4].

Oltre a fornire alcune informazioni di carattere generale, introdotte per avere un quadro d'insieme completo e il più possibile esauritivo del settore idroelettrico, soprattutto nel contesto italiano, nella presente monografia si riportano gli studi di ricerca promossi e sviluppati da RSE negli ultimi anni per coniugare gli obiettivi energetici e di sicurezza con quelli climatici e ambientali. A livello italiano, comunque, il primo problema da affrontare per evitare che l'idroelettrico rappresenti il tassello mancante del *puzzle* del processo di transizione energetica è quello del rinnovo delle concessioni.

Gli impianti idroelettrici

Gli impianti idroelettrici convertono, sfruttando un salto d'acqua, l'energia potenziale gravitazionale accumulata in un bacino o in una vasca di carico in energia cinetica, azionando le turbine installate in centrale. Successivamente l'energia meccanica di tipo rotazionale delle turbine è convertita in energia elettrica mediante un generatore.

La scelta della posizione ottimale per costruire un impianto idroelettrico dipende principalmente da due fattori: la portata naturale e il dislivello del corso d'acqua.

Nelle regioni montuose e collinari si hanno notevoli dislivelli, ma spesso le portate sono caratterizzate da un regime torrentizio che variano in modo significativo in base alle stagioni. In queste zone, per regolare il flusso d'acqua è necessario costruire sbarramenti che creino un lago artificiale le cui dimensioni dipendono dalla geologia e litologia del sito, nonché dalle condizioni morfologiche. L'obiettivo consiste nel raccogliere il maggior volume d'acqua con il più piccolo sbarramento possibile. Le centrali si possono trovare al piede dello sbarramento ma, in genere, si costruiscono nel territorio a valle delle dighe. Mediante opere di derivazione (canali a pelo libero o condotte in galleria), di pendenza modesta, l'acqua è incanalata dal lago artificiale verso una vasca di carico o a un pozzo piezometrico, da cui si dipartono le condotte forzate, di pendenza elevata, che convogliano l'acqua in pressione verso le turbine idrauliche poste in centrale. L'acqua turbinata è, infine, rilasciata in un canale di scarico e riportata in alveo.

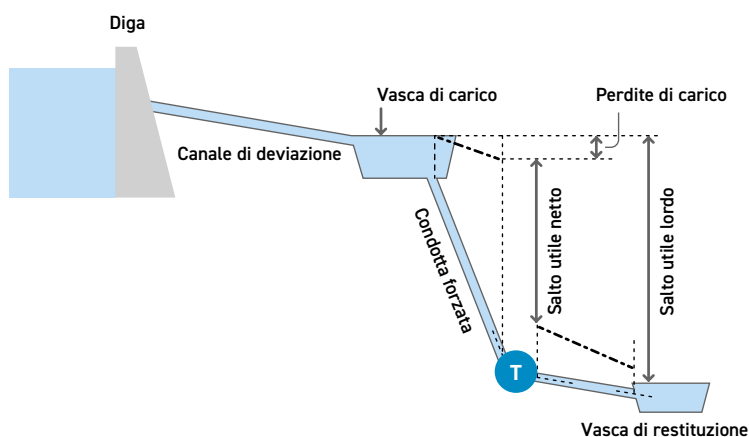
Nelle regioni pianeggianti i fiumi hanno in genere portate notevoli ma, per massimizzare il salto sfruttabile, di solito di modeste dimensioni, è necessario costruire traverse o prelevare acqua mediante canali di piccola pendenza per convogliare l'acqua verso le turbine della centrale.

La differenza fra i carichi totali del flusso d'acqua nelle sezioni di ingresso e uscita da una turbina (T) è detto *salto utile netto*, mentre il *salto utile lordo* o *geodetico* è il dislivello fra il pelo d'acqua nella vasca di carico o nel pozzo piezometrico e il pelo d'acqua nel canale di restituzione che si trova a valle del macchinario idraulico (Figura 2.1).

La potenza erogata da un impianto idroelettrico è proporzionale alla portata e al salto utile.

FIGURA 2.1

Salto utile netto e salto utile lordo di un impianto idroelettrico con vasca di carico.



2.1

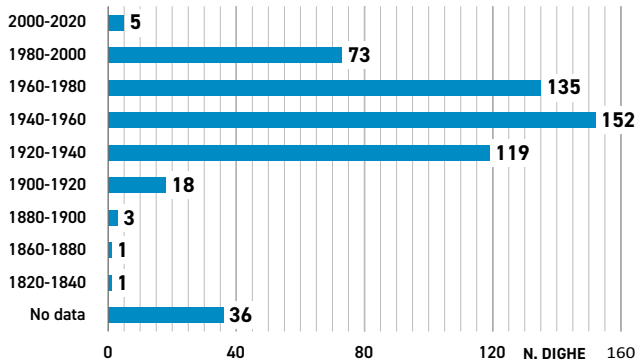
CENNI STORICI SULLO SVILUPPO DELL'IDROELETTRICO IN ITALIA E SUL CONTROLLO ISTITUZIONALE

L'Italia è un Paese con un'antica tradizione nel campo della realizzazione e della gestione degli sbarramenti idrici e idroelettrici, il cui inizio può essere datato tra la fine del 1800 e l'inizio del 1900. In Figura 2.2 si riporta il numero delle grandi dighe costruite in Italia fino ad oggi, circa 530, e la loro collocazione geografica. Secondo una convenzione definita a livello internazionale e fatta propria dalla nostra normativa, si definiscono *grandi dighe* gli sbarramenti alti più di 15 m oppure con un volume di invaso superiore a un milione di metri cubi [7].

Gli impianti idroelettrici

FIGURA 2.2

Trend realizzativo delle grandi dighe in Italia (grafico a sinistra, elaborazione RSE dati ITCOLD) e loro collocazione geografica (destra).



Dopo aver costituito l'asse portante del processo di industrializzazione del nostro Paese tra le due Guerre Mondiali e aver contribuito al boom economico nell'immediato dopoguerra fino agli anni '60, la costruzione di grandi impianti idroelettrici ha vissuto una fase indubbiamente sfavorevole, se non a tratti ostile, a livello politico e di opinione pubblica.

Diversi fattori contribuirono a questa inversione di tendenza. Alcuni di natura economica: si pensi al basso costo dei combustibili fossili fino alla crisi petrolifera degli anni '70 oppure al costo crescente della manodopera e dei materiali costruttivi, che implicavano tempi di ritorno degli investimenti sempre più lunghi. Altri fattori di natura tecnica e legati essenzialmente alla progressiva diminuzione dei siti idonei per la realizzazione di grandi sbarramenti. Inoltre, tre disastri avvenuti in Italia nel secolo scorso resero particolarmente ostile l'opinione pubblica: il crollo della diga del Gleno nel 1923, il crollo della diga di Sella Zerbino nel 1935 e soprattutto la tragedia del Vajont nel 1963 che lasciò profonde ferite che condizionarono le politiche energetiche del nostro paese (§Appendice B, [8]).

Se si mette a confronto l'andamento della produzione idroelettri-

ca in Italia dal 1900 ad oggi con la produzione totale lorda¹ (Figura 2.3), si osserva che lo sviluppo del settore idroelettrico si è praticamente arrestato dopo gli anni '60, in seguito alla tragedia del Vajont, rimanendo pressoché costante. La forte contrazione della produzione idroelettrica rinnovabile (escluso il pompaggio) rispetto a quella lorda è particolarmente evidente in termini percentuali: in circa 60 anni la copertura del fabbisogno energetico nazionale è passata dall'80% al 17% circa.

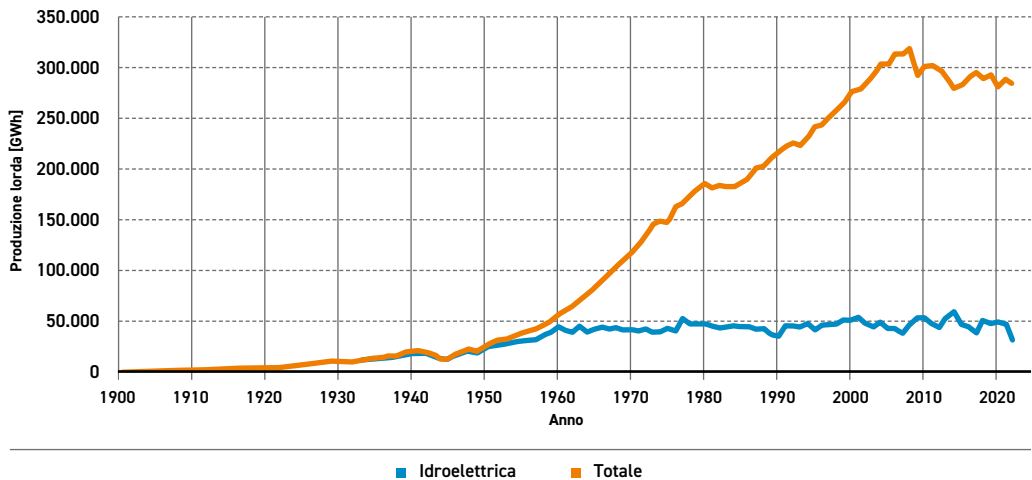
Negli ultimi decenni, le politiche energetiche hanno stanziato incentivi per promuovere lo sviluppo del piccolo idroelettrico (mini *hydro*), visto favorevolmente anche da parte delle associazioni ambientaliste poiché ritenuto di minore impatto sugli ecosistemi fluviali rispetto al grande idroelettrico. Tuttavia, in termini di generazione lorda lo sviluppo del mini *hydro* ha inciso poco sulla produzione idroelettrica totale (§3.2) e comunque ha un peso secondario rispetto alla messa in esercizio o dismissione di un grande impianto. Negli ultimi anni, inoltre, è emersa una certa difficoltà a gestire il controllo degli impianti mini *hydro* distribuiti in modo capillare sul territorio, tanto che anche associazioni ambientaliste come Legambiente hanno espresso riserve dopo che ci si è resi conto che diverse infrastrutture sono state abbandonate, generando di conseguenza impatti sugli ecosistemi dei corsi d'acqua minori, sul regime idrico in alveo e sulla sicurezza del territorio [9]. In particolare, tali associazioni propongono di realizzare queste opere su canali artificiali, su salti creati da briglie o traverse già in opera, su reti acquedottistiche e fognarie oppure di installare centraline per sfruttare il deflusso ecologico rilasciato dai grandi impianti. Ai fini della produzione di energia rinnovabile si ritiene comunque più efficace puntare sul *revamping* dei grandi impianti idroelettrici in quanto l'incremento di produzione che si otterrebbe sarebbe ben più consistente del contributo fornito da tanti piccoli impianti.

¹ La produzione lorda è misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto di generazione; depurando tale valore dall'energia assorbita dai macchinari ausiliari necessari per il funzionamento dell'impianto stesso e dall'energia usata dai trasformatori per elevare la tensione si ottiene la produzione netta.

Gli impianti idroelettrici

FIGURA 2.3

Andamento della produzione totale lorda e idroelettrica dal 1900 ad oggi [Elaborazione RSE su dati Terna].



2.1.1

Il controllo delle istituzioni e l'evoluzione del quadro normativo

L'evento drammatico della diga del Gleno (1923) rappresentò un punto di svolta a livello istituzionale e normativo in quanto condusse al controllo governativo dei grandi sbarramenti per la tutela della incolumità pubblica. Con il Decreto Ministeriale del 6 dicembre 1923, n.1706, fu istituita dal Ministro dei Lavori Pubblici una Commissione per esaminare le opere esistenti, in fase di costruzione e di progettazione, per definire eventuali provvedimenti atti a garantire la sicurezza strutturale [10]. Sulla base dell'indagine svolta, la Commissione propose modifiche alle norme allora vigenti che consentirono di emettere un nuovo "Regolamento per i progetti, la costruzione e l'esercizio delle dighe di ritenuta" con R.D. 31 dicembre 1925, n.2540 [11]. Tra le disposizioni innovative introdotte dalla Commissione si segnala il controllo periodico delle dighe con l'obbligo di vigilanza continua e l'istituzione di una figura che sarebbe diventata quella dell'assistente governativo con il compito di seguire in modo permanente il cantiere. Un funzionario del Genio Civile doveva, inoltre, effettuare visite di vigilanza almeno due volte l'anno trasmettendo i verbali alla competente Sezione del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici. (C.S.LL.PP.).

In funzione dell'importanza dell'opera, il collaudo fu demandato a un ingegnere del Genio Civile oppure a una Commissione di Collaudo nominata dalla competente Sezione del C.S.LL.PP.

Un altro passo importante fu il R.D. 1° ottobre 1931, n.1370 [12], che portò alla nascita del *Servizio Nazionale Dighe* (SND) con il compito di compiere accertamenti e verifiche sui progetti di nuovi sbarramenti prima di sottoporli all'approvazione del C.S.LL.PP. Il successivo D.P.R. 1° novembre 1959, n.1363 [13], introdusse modifiche al collaudo richiedendo la verifica della conformità al progetto e dell'efficienza statica e idraulica ai fini della esercitabilità.

In seguito alla tragedia del Vajont (1963) e alle evidenze emerse nel processo giudiziario, furono controllate tutte le dighe dell'arco alpino e si prese coscienza della rilevanza di valutare le condizioni geotecniche e geologiche dei versanti degli invasi che, in seguito al disastro del Gleno, erano state focalizzate solamente sulla sezione di imposta della diga. L'esigenza di effettuare questi controlli portò alla creazione degli uffici specialistici di Geotecnica e Geologia Applicata nel SND.

Con la Circolare 4 dicembre 1987, n.352 [14], del Ministero dei Lavori Pubblici fu introdotto il *Foglio condizioni per l'esercizio e la manutenzione per le grandi dighe*, da redigere anche per le opere di nuova costruzione prima dell'autorizzazione agli invasi sperimentali. In tale documento *"deve essere riportato il numero, il tipo e la localizzazione delle apparecchiature di controllo nonché le specie e le frequenze delle misure; saranno altresì indicati i luoghi da assoggettare ad osservazione diretta con la relativa frequenza nonché le modalità della guardiania che dovrà essere svolta da personale adeguatamente qualificato ed affidabile"*. Inoltre, si richiede che i concessionari specifichino le condizioni che devono verificarsi perché si debbano attivare il sistema di protezione civile e le relative procedure da porre in atto, con le varie fasi di allerta definite in funzione del tipo di diga.

Il D.lgs. 31 marzo 1998, n.112 [15], soppresse il SND con la creazione del *Registro Italiano Dighe* (RID), ente pubblico, soggetto alla vigilanza del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT), dotato di Uffici Periferici.

Alla luce delle attuali politiche energetiche e ambientali altro passo importante è rappresentato dal D.lgs. 11 maggio 1999, n.152 [16], e dal relativo Decreto attuativo del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 30 giugno 2004, che hanno introdotto nel *Foglio condizioni per l'esercizio e la manutenzione per le grandi dighe* il *progetto di gestione degli invasi*, con particolare riferimento alle operazioni di svaso, sghiaimento e sfangamento, approvato dalle

Gli impianti idroelettrici

Regioni su parere del RID, al fine di mantenere la capacità di invaso e rispettare gli obiettivi di qualità dell'acqua invasata.

Con la Legge 28 maggio 2004, n.139 [17], al RID fu demandato il compito di monitorare gli aspetti di *sicurezza idraulica e sismica delle grandi dighe*, in ragione della variata classificazione sismica del territorio italiano [18], e fu creato il Centro di controllo idrologico-idraulico quale struttura operativa con il compito di svolgere attività di Protezione Civile, specificando indicatori di rischio da impiegare nel sistema di allertamento nazionale. La rivalutazione della sicurezza idrologico-idraulica delle dighe, resa cogente da tale legge, ha portato il RID a imporre diverse prescrizioni di adeguamento della capacità di scarico, con relativi interventi strutturali sulle opere, e ha spesso messo in luce la mancanza di informazioni idrologiche (p.es. serie storiche di portate al colmo), rendendo necessaria l'applicazione di metodi indiretti basati su dati locali di precipitazione e su analisi degli afflussi-deflussi (§7.4).

Con il D.L. 3 ottobre 2006, n.262 [19], il RID fu soppresso e i relativi compiti e attribuzioni furono trasferiti al Ministero delle Infrastrutture, poi Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT), oggi Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS); in particolare, fu istituita l'attuale *Direzione Generale per le Dighe e le infrastrutture idriche* (DGD), trasformando gli Uffici Periferici del RID in Uffici Tecnici per le Dighe.

Dopo la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 26 giugno 2014 "*Norme tecniche per la progettazione e la costruzione degli sbarramenti di ritenuta (dighe e traverse)*" [20], con la Circolare della DGD 15 dicembre 2014, n.25172 [21], furono individuate le dighe da considerare casi prioritari per le verifiche di rivalutazione della sicurezza sismica. Successivamente, alla luce dei terremoti che colpirono il nostro Paese tra il 2009 (L'Aquila) e il 2017 (Centro Italia), con la Circolare della DGD 8 novembre 2017, n.25157 [22], si definirono i controlli straordinari da fare eseguire ai Gestori a seguito di eventi sismici, definiti in funzione dell'accelerazione massima registrata al sito. Per le verifiche sismiche delle grandi dighe, degli scarichi e delle opere complementari e accessorie furono fornite "*Istruzioni per l'applicazione della normativa tecnica di cui al D.M. 26.06.2014 (NTD14) e al D.M. 17.01.2018 (NTC18)*" con la Circolare della DGD 26 luglio 2018, n.17281 [23], e successiva Circolare 3 luglio 2019, n.16790 [24].

RSE è stata coinvolta da diversi Concessionari nella valutazione della sicurezza sismica di grandi dighe di calcestruzzo e, nell'ultimo Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 (PTR), approvato dal Ministero

dello Sviluppo Economico e finanziato nell'ambito della Ricerca di Sistema (RdS) dal "*Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca*" (art. 11 del Decreto 26 gennaio 2000 [25]), ha messo a punto un metodo numerico avanzato per l'analisi sismica delle dighe di calcestruzzo in grado di ridurre quanto più possibile l'eccessiva conservatività dei risultati derivante dall'utilizzo di metodi tradizionali di analisi, da applicare soprattutto alle strutture poste nelle zone a elevata sismicità (§7.1).

Si segnala, infine, che il controllo delle *dighe minori* (i.e. altezza inferiore a 15 m o volume di invaso minore di un milione di metri cubi) rientra nel campo di competenza delle Regioni. Tuttavia, solo poche Regioni hanno emesso documenti normativi dedicati a questi sbarramenti, sebbene la Legge 21 ottobre 1994, n.584 [26], prevedesse che le singole Regioni si dotassero di appositi regolamenti per le piccole dighe in linea con quanto previsto dalla normativa nazionale per le grandi dighe. Inoltre, un esame delle normative regionali mostra una certa eterogeneità che si denota anche nella definizione delle strutture organizzative predisposte per tali controlli [27]. Si stima che sul territorio italiano siano presenti 16.000 ÷ 18.000 dighe minori. Il rischio connesso a queste strutture è spesso sottovalutato perché rapportato erroneamente alla dimensione delle opere; in realtà, queste strutture possono provocare ingenti danni a persone e beni in luoghi fortemente antropizzati.

2.1.2

Un gap generazionale da colmare

Nel secolo scorso, le competenze maturate dagli ingegneri italiani furono apprezzate a livello internazionale; in particolare, nel secondo dopoguerra, diversi tecnici e imprese italiane furono coinvolte nella progettazione e/o costruzione di dighe nel mondo [28]. Dopo gli anni '60, queste competenze sono state progressivamente indirizzate allo svolgimento di attività tecnico-scientifiche per il mantenimento in sicurezza ed efficienza del patrimonio infrastrutturale esistente che, invecchiando, presenta nuove problematiche.

Tuttavia, in tutta Europa lo sfruttamento dei principali siti idonei per la costruzione di grandi impianti e l'orientamento delle politiche energetiche verso altri sistemi di generazione, unitamente alla convinzione che le tecnologie nel campo idroelettrico fossero ormai mature e consolidate, hanno progressivamente contratto, fino quasi ad annullare nei primi anni 2000, i finanziamenti ai programmi di ricerca per il settore idroelettrico. Anche nei piani di studio universi-

Gli impianti idroelettrici

tari sempre meno corsi hanno dedicato ore alla sicurezza idraulica, e soprattutto strutturale, di questi impianti.

Il risultato di questa frenata nello sviluppo dell'idroelettrico dopo gli anni '60 ha gradualmente portato a un *gap* generazionale che comitati internazionali e nazionali stanno cercando di colmare negli ultimi anni.

Nel 2011 ICOLD² (*International Commission on Large Dams*) ha spinto i comitati nazionali dei Paesi che ne fanno parte a creare lo *Young Professional Forum* (YPF). A livello nazionale, ITCOLD³ (*Commissione Italiana per le Grandi Dighe*) ha aderito a questa iniziativa e da anni è anche molto attiva nel promuovere Gruppi di Lavoro (GdL) che coinvolgono istituzioni, come la DGD, concessionari, progettisti, università e centri di ricerca come RSE per affrontare congiuntamente problemi specifici. Numerosi sono i seminari organizzati, aperti non solo ai tecnici di settore, con l'obiettivo di avvicinare il mondo idroelettrico al pubblico e informarlo sul ruolo che l'idroelettrico sta rivestendo nel processo di transizione energetica e sulle azioni che i concessionari mettono in atto non solo per garantire l'esercizio in sicurezza dei loro impianti, ma anche per promuovere lo sviluppo locale (§6.2). Molte iniziative sono volte a riavvicinare anche il mondo universitario a questo settore, tramite l'organizzazione di giornate di informative/formative per gli studenti (*open day*). Nei capitoli successivi della monografia, si descriverà anche il contributo fornito da RSE a diverse iniziative promosse da ITCOLD.

2.1.3

Un rinnovato interesse per l'idroelettrico

L'Europa punta con il *Green Deal* [29] [30] a essere il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050. Le sfide per mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici e contrastare il degrado ambientale possono essere viste come un'opportunità per creare un nuovo modello economico equo, competitivo ed efficiente, anche in termini di costi.

In questo nuovo contesto, si sta rivalutando il settore idroelettrico non tanto perché è tuttora la principale fonte rinnovabile, quanto perché, grazie alle sue caratteristiche di generazione flessibile e ca-

² <https://www.icold-cigh.org/>

³ <https://www.itcold.it/>

pacità di accumulo, riveste un ruolo centrale per facilitare l'inserimento in rete di quote sempre maggiori di energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare solare ed eolica.

Come emergerà nel corso della monografia, la vera sfida odierna è coniugare obiettivi energetici e ambientali promuovendo un confronto costruttivo tra esperti di differenti settori per raggiungere un fine comune: un'Europa caratterizzata da un sistema economico a impatto climatico e ambientale nullo.

2.2

CLASSIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI

La classificazione degli impianti idroelettrici può essere effettuata in base a diversi parametri. Di seguito si presentano le classificazioni comunemente utilizzate, basate sulla capacità di regolazione (§2.2.1), sulla potenza installata o di concessione (§2.2.2) o sul salto utile (§2.2.3).

2.2.1

Capacità di regolazione della produzione

Gli impianti idroelettrici si dividono in quattro macrocategorie in funzione della capacità di gestire le portate dei corsi d'acqua per modificare autonomamente il profilo di produzione: impianti ad acqua fluente, impianti a bacino (o a serbatoio), impianti di pompaggio (o ad accumulo) e impianti in canale o in condotta.

Gli *impianti ad acqua fluente* non hanno sostanzialmente capacità di regolazione degli afflussi e la portata naturale è utilizzata in modo continuativo per fornire un servizio di base. Questi impianti, con o senza un canale di derivazione, sfruttano in parte o interamente la portata naturale e il dislivello di un corso d'acqua. L'acqua prelevata è convogliata verso le turbine idrauliche, messe in moto dal flusso, e poi restituita in alveo. In genere, questi impianti hanno piccoli-medi salti, dell'ordine di 15-20 m, ma portate elevate. Gli impianti sono dimensionati facendo riferimento alla portata media.

Rientrano in questa categoria gli impianti che sfruttano il deflusso minimo vitale e quelli con sistemi di accumulo di modesta capacità che si riempiono in meno di 2 ore.

In Italia il principale impianto ad acqua fluente è quello di Isola Serafini di Enel Green Power sul fiume Po, fra Piacenza e Cremona,

Gli impianti idroelettrici

con una capacità operativa di 82,5 MW⁴ e una portata massima derivabile di 1.000 m³/s. La traversa fluviale ha una lunghezza di 362 m ed è costituita da 11 luci, ciascuna larga 30 m, separate da pile di calcestruzzo lunghe 34,3 m (Figura 2.4).

FIGURA 2.4

Traversa fluviale dell'impianto ad acqua fluente di Isola Serafini sul fiume Po [Foto Enel Green Power].



Gli impianti a bacino (o a serbatoio) utilizzano l'acqua di laghi naturali o artificiali, ossia creati costruendo una diga, per generare energia. L'acqua è convogliata dal lago verso le turbine mediante condotte forzate e, prima di essere restituita in alveo, deve attraversare un bacino di calma.

Questi impianti sono in genere di medio-grande taglia e sono particolarmente flessibili perché la presenza del bacino di monte consente di controllare il flusso d'acqua che raggiunge le turbine e di variare la produzione di energia in funzione del carico.

La distinzione tra impianti a bacino e impianti a serbatoio è legata al tempo di riempimento dell'invaso fino al raggiungimento della sua capacità utile, detto "*durata di vaso*". Secondo la terminologia tecnica pubblicata dall'*Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique* (UNIPED) [31], i bacini hanno una durata di vaso maggiore di 2 ore e minore di 400 ore, mentre i serbatoi hanno una durata di vaso uguale o maggiore di 400 ore.

I bacini effettuano una modulazione giornaliera e/o settimana-

⁴ <https://www.enelgreenpower.com/it/impianti>

le e svolgono un servizio prevalentemente di base nel periodo di morbida, in cui c'è ampia disponibilità di risorsa idrica, e di punta nei restanti mesi. I serbatoi effettuano una regolazione stagionale e, avendo una capacità completa di regolazione dei flussi annuali, forniscono quasi esclusivamente un servizio di punta.

In Figura 2.5 si riporta l'invaso della diga di Beauregard in Valle d'Aosta, gestito dalla Compagnia Valdostana delle Acque - CVA.

FIGURA 2.5

Serbatoio della diga di Beauregard in Valle d'Aosta [Foto Frigerio].



Gli impianti di pompaggio (o *ad accumulo*) hanno due serbatoi a quote differenti, uno a monte della centrale e l'altro a valle. L'acqua è convogliata dal bacino di monte verso le turbine mediante condotte forzate e, quindi, rilasciata nel bacino di valle. Queste centrali non rientrano tra gli impianti di produzione da fonte rinnovabile perché possono usare l'energia prodotta in eccesso rispetto alla domanda per azionare le pompe idrauliche e sollevare l'acqua dal bacino di valle a quello di monte. In diversi impianti sono state installate turbine reversibili in grado di convertirsi in pompe per sfruttare le medesime condotte.

Esistono impianti di pompaggio a ciclo chiuso (che spostano ac-

Gli impianti idroelettrici

qua tra due bacini, di volume pressoché uguale, posti a differenti quote) e a ciclo aperto (in cui i bacini hanno dimensioni differenti e l'acqua può essere rilasciata in alveo).

Ulteriori informazioni sugli impianti idroelettrici di pompaggio sono fornite al §5.2.

In Figura 2.6 si riporta l'impianto di pompaggio di Presenzano in Campania, gestito da Enel Green Power, con una capacità operativa di 1.000 MW⁵. Gli altri impianti di pompaggio italiani di maggiore capacità, sempre gestiti da Enel Green Power, sono: Edolo (977,6 MW) e Roncovalgrande (1.000 MW) in Lombardia ed Entracque (1.065 MW) in Piemonte.

FIGURA 2.6

Il bacino inferiore dell'impianto di pompaggio di Presenzano in Campania [Foto Enel Green Power].



*Gli impianti idroelettrici inseriti lungo canali o condotte, costruiti per l'approvvigionamento idrico, sfruttano i salti esistenti e sono di solito inseriti in *by-pass* per consentire la fornitura d'acqua anche quando la centrale non è in esercizio.*

⁵ <https://www.enelgreenpower.com/it/impianti>

2.2.2

Potenza installata (o di concessione)

La classificazione degli impianti idroelettrici in base alla potenza installata varia da Paese a Paese perché non è mai stato definito a livello internazionale, né europeo, uno standard comunemente condiviso.

In Tabella 2.1 si riportano gli intervalli di potenza indicati dall'*International Renewable Energy Agency* (IRENA) per descrivere la taglia degli impianti [32], adottati anche in alcuni ambiti europei (per esempio, nel progetto Horizon 2020 *Profitable low head hydropower* [33]).

TABELLA 2.1

**Classificazione degli impianti idroelettrici
in base alla potenza installata.**

Taglia	Potenza installata P
Pico Hydro	$P < 5 \text{ kW}$
Micro Hydro	$5 \text{ kW} < P < 100 \text{ kW}$
Mini Hydro	$100 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$
Small Hydro	$1 \text{ MW} < P < 20 \text{ MW}$
Medium Hydro	$20 \text{ MW} < P < 100 \text{ MW}$
Large Hydro	$P > 100 \text{ MW}$

Nonostante la definizione di impianti di piccola taglia (*Small Hydropower Plants*, SHP) sia importante per stabilire e accedere a incentivi, neppure in questo caso esiste uno standard condiviso a livello europeo, come emerge dal rapporto emesso nel 2019 congiuntamente dall'*United Nations Industrial Development Organization* (UNIDO) e dall'*International Center on Small Hydro Power* (ICSHP), nel quale si descrive il livello di sviluppo del piccolo idroelettrico nei diversi Paesi dell'Unione Europea, suddivisi in 4 macroaree [34]. I dati riportati in Tabella 2.2 evidenziano come ciascun Paese abbia adottato un proprio limite di potenza per distinguere gli impianti idroelettrici di piccola taglia.

Gli impianti idroelettrici

TABELLA 2.2

Definizione di impianti idroelettrici di piccola taglia in diversi Paesi europei [34].

Macro-area europea	Paese	Definizione di SHP
Nord	Irlanda	≤ 5 MW
	Danimarca, Estonia, Finlandia, Islanda, Lettonia, Lituania, Norvegia, Regno Unito, Svezia	≤ 10 MW
Est	Polonia	-
	Bulgaria	≤ 1 MW
	Ungheria	≤ 5 MW
	Bielorussia, Moldavia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Ucraina	≤ 10 MW
	Federazione russa	≤ 30 MW
Sud	Bosnia Erzegovina, Croazia, Italia, Montenegro, Macedonia del Nord, Portogallo, Slovenia, Spagna	≤ 10 MW
	Albania, Grecia	≤ 15 MW
	Serbia	≤ 30 MW
Ovest	Germania	≤ 1 MW
	Austria, Belgio, Francia, Lussemburgo, Olanda, Svizzera	≤ 10 MW

La maggior parte dei Paesi ha assunto una soglia di 10 MW per gli impianti di piccola taglia. Questo limite è stato adottato anche da UNIPEDE e dall'*European Small Hydropower Association* (ESHA) [35]. L'Italia rientra tra questi perché, secondo la legislazione attualmente vigente, le piccole derivazioni sono quelle con potenza nominale media annua di concessione fino a 3 MW, mentre al di sopra di questa soglia si parla di grandi derivazioni (Art.6 del R.D. 11 dicembre 1933, n. 1775, *Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici*). Per ulteriori informazioni si rimanda al §6.1.

2.2.3

Salto utile lordo

Gli impianti idroelettrici possono essere classificati anche in base al salto utile lordo. In Tabella 2.3 si riporta la classificazione indicata in [36].

TABELLA 2.3

Classificazione degli impianti idroelettrici in base al salto utile lordo [36].

	Piccola taglia	Media taglia	Grande taglia
Salto utile lordo	2 - 30 m	30 - 100 m	> 100 m

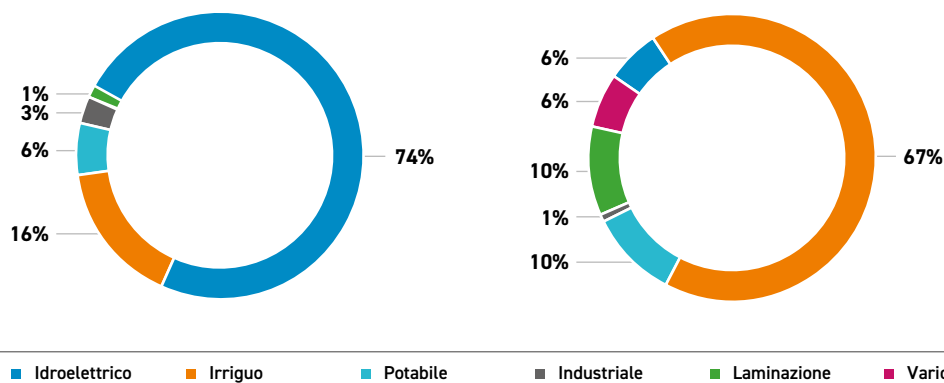
2.3

DESTINAZIONI D'USO PRINCIPALI

In Figura 2.7 si riportano le percentuali degli *usi principali* della risorsa idrica per gli impianti in condizioni di esercizio normale (409 dighe, grafico a sinistra) e per quelli con invaso sperimentale in fase di collaudo (89 dighe, grafico di destra). Si evince che le dighe in esercizio normale sono principalmente destinate all'uso idroelettrico, mentre le dighe in fase di collaudo sono prevalentemente dedicate a fornire acqua al settore agricolo.

FIGURA 2.7

Principali destinazioni d'uso delle grandi dighe in Italia in condizioni di esercizio normale (sinistra) e sperimentale (destra) [Fonte ITCOLD].



Nell'attuale panorama energetico, gli impianti con un uso prevalente della risorsa idrica a fini idroelettrici possono avere *usi secondari* di una certa rilevanza, quali quelli svolti ai fini della sicurezza del territorio, come la laminazione delle piene per mitigare il rischio alluvioni, oppure l'uso antincendio. Sempre più i concessionari idroelettrici sottoscrivono accordi con società, associazioni ed enti locali per rilasci idrici aggiuntivi a favore dello sviluppo economico del territorio (§6.2). Considerando gli impatti dei cambiamenti climatici sulla disponibilità idrica, è fondamentale orientarsi verso un uso plurimo dei bacini idroelettrici, ottimizzando l'uso dell'acqua tenendo conto delle priorità a favore del benessere sociale (§6.5.1).

La produzione idroelettrica mondiale e nazionale

A livello mondiale l'energia idroelettrica è tuttora la principale fonte rinnovabile mentre in Europa ha perso tale primato ma sta ricoprendo un ruolo sempre più rilevante nel processo di transizione ecologica grazie alla sua flessibilità di generazione e capacità di stoccaggio.

In questo capitolo si illustra la variazione della produzione idroelettrica nel mondo negli ultimi decenni (§3.1). Si analizza, quindi, la situazione italiana fornendo dettagli della produzione idroelettrica dal 2000 ad oggi (§3.2).

3.1

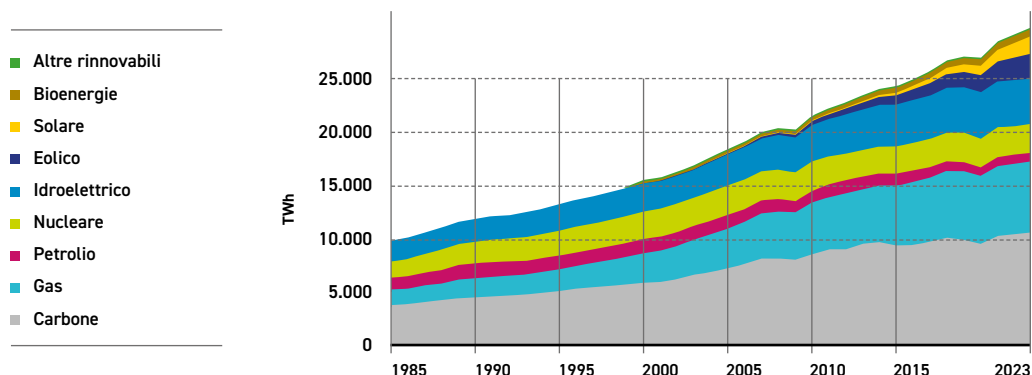
LA PRINCIPALE FONTE RINNOVABILE NEL MONDO: L'IDROELETTRICO

Dal 1985 al 2023 la produzione di energia elettrica a livello mondiale è praticamente triplicata, passando da quasi 9.800 TWh a oltre 29.400 TWh (Figura 3.1).

Le politiche di decarbonizzazione avviate in molti Paesi stanno di fatto limitando l'uso delle fonti fossili, favorendo il ricorso alle fonti rinnovabili non programmabili. Il carbone fornisce quasi un terzo dell'energia mondiale, sebbene nell'ultimo decennio il suo sfruttamento sia stato mantenuto dell'ordine di 9.500 TWh. L'uso del gas ha mantenuto una crescita lineare, leggermente rallentata nell'ultimo decennio, superando i 6.600 TWh nel 2023. La produzione nucleare si è mantenuta praticamente costante negli ultimi 20 anni, rispettivamente dell'ordine di 2.600 TWh mentre quella da petrolio ha subito una flessione passando da circa 1.000 TWh a meno di 800 TWh nel 2023.

FIGURA 3.1

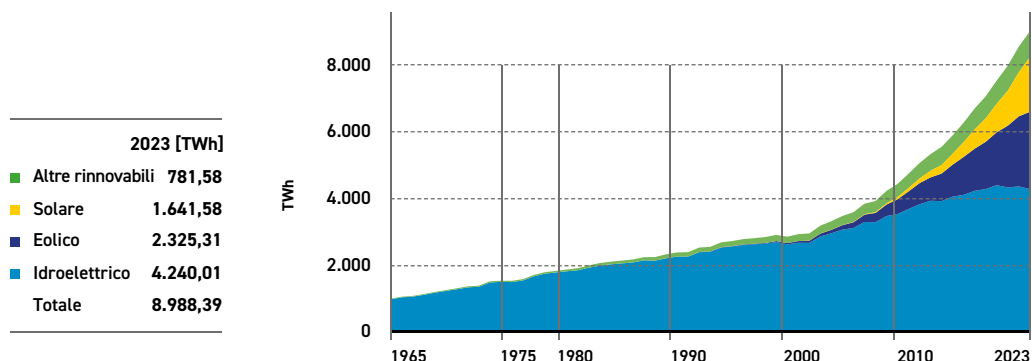
Produzione mondiale di energia elettrica per fonte in TWh dal 1985 al 2023.



A livello mondiale il settore *idroelettrico* continua a essere la principale fonte rinnovabile, sebbene nell'ultimo decennio ci sia stata una forte crescita delle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico, Figura 3.2). Nel 2023 la generazione idroelettrica mondiale ha superato i 4.200 TWh su un totale di oltre 29.400 TWh, coprendo quasi il 14,3% della produzione mondiale (Figura 3.3). Il fotovoltaico e il solare hanno invece prodotto congiuntamente circa il 13,3% della generazione elettrica mondiale.

FIGURA 3.2

Produzione mondiale di energia elettrica da fonti rinnovabili in TWh dal 1965 al 2023.

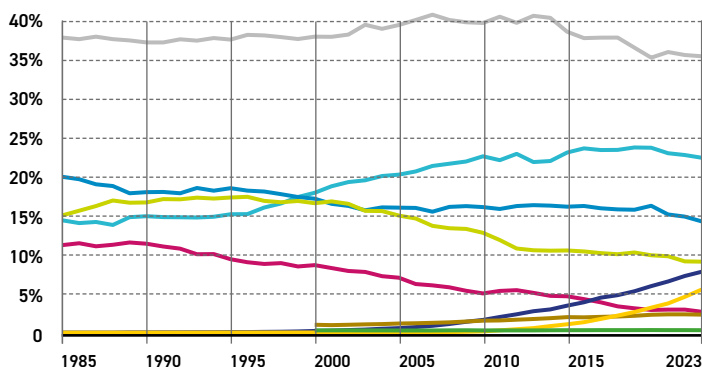


La produzione idroelettrica mondiale e nazionale

FIGURA 3.3

Produzione mondiale di energia elettrica per fonte in termini percentuali dal 1985 al 2023.

	2023
■ Carbone	35,51%
■ Gas	22,47%
■ Idroelettrico	14,28%
■ Nucleare	9,11%
■ Eolico	7,82%
■ Solare	5,53%
■ Petrolio	2,67%
■ Bioenergie	2,30%
■ Altre rinnovabili	0,30%



I Paesi che si affacciano o si trovano nella parte ovest del Pacifico (*Asia Pacific*) hanno visto nel nuovo millennio una forte crescita del settore idroelettrico diventando, nel giro di pochi anni, i principali produttori di energia idroelettrica (Figura 3.4). Nel 2022 hanno superato i 1.900 TWh, triplicando la produzione europea, pari a 567 TWh; nel 2023 si vede una lieve flessione legata essenzialmente a periodi siccitosi. La Cina è il Paese che produce più energia idroelettrica con oltre 1.200 TWh (Figura 3.5) grazie alla costruzione di grandi opere come la diga di *Three Gorges* (Figura 3.6), il più grande impianto di produzione di energia nel mondo. Dagli anni 2000 la generazione idroelettrica nell'America del nord e nell'America centro-meridionale si è mantenuta pressoché dello stesso ordine di grandezza di quella europea. Dal 2000 ad oggi, in questi paesi non si è assistito a una crescita tangibile dell'idroelettrico. L'andamento della produzione idroelettrica mostra chiaramente l'impatto delle condizioni meteorologiche: nel 2022 si è registrata una forte inflessione in Europa, colpita da un prolungato periodo di siccità. Secondo il *Servizio per il cambiamento climatico* di Copernicus¹, il 2022 è stato l'anno più secco in Europa dalla seconda metà dell'800 e l'anno con la maggiore estensione delle aree colpite dalla siccità, che hanno interessato anche l'Italia, come si mostrerà nel §3.2.

¹ <https://climate.copernicus.eu/esotc/2022>

FIGURA 3.4

Produzione mondiale di energia idroelettrica per area geografica dal 1985 al 2023².

2023 [TWh]	
Asia Pacifico (EI)	1.788,22
Sud e Centro America (EI)	749,94
Europa (EI)	638,70
Nord America (EI)	620,92
CSI (EI)	253,00
Africa (EI)	161,65
Medio Oriente (EI)	27,58

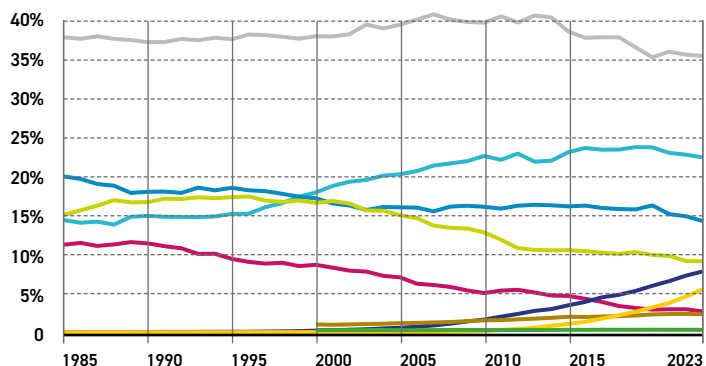
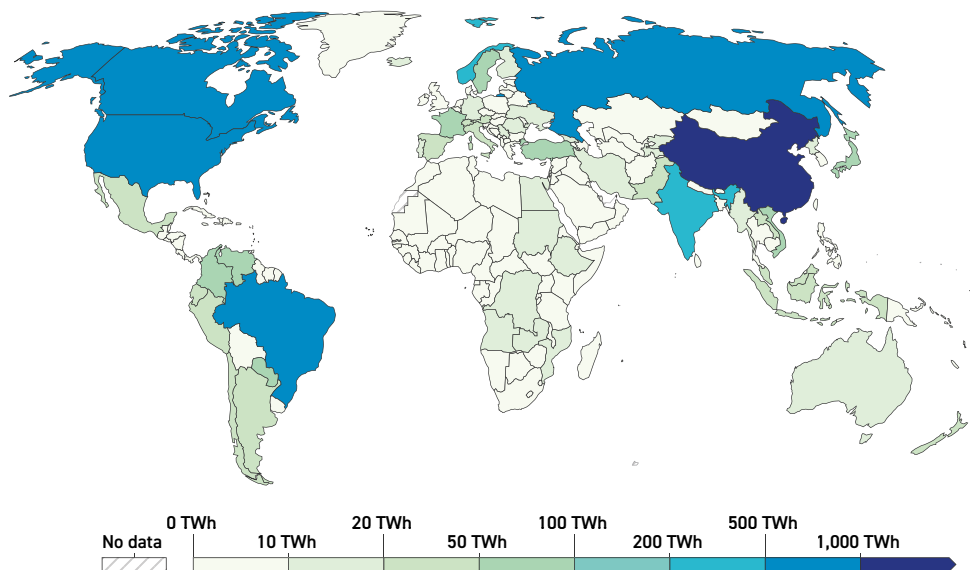


FIGURA 3.5

Produzione mondiale di energia idroelettrica nel 2023 con dettaglio nazionale.



² I dati riportati nel grafico si basano sulle informazioni fornite dall'Energy Institute (EI).

FIGURA 3.6

Diga di Three Gorges in Cina.



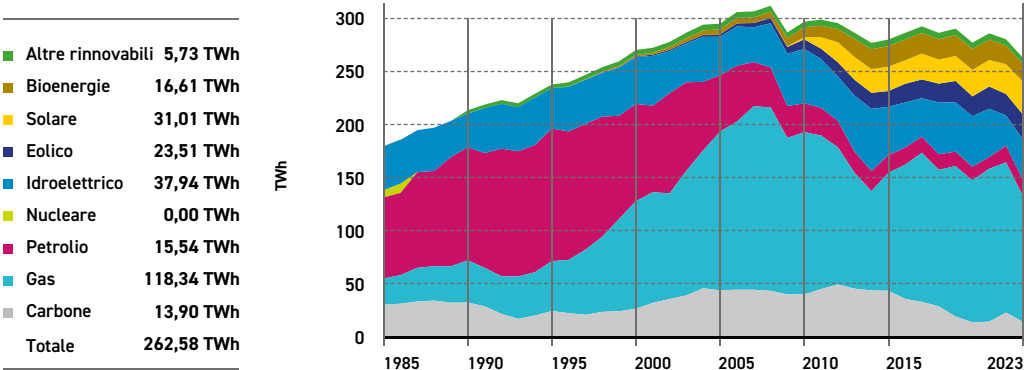
3.2

L'IDROELETTRICO IN ITALIA

In Italia la produzione elettrica è cresciuta linearmente fino al 2008 dove si è arrivati a 311,6 TWh; in seguito, è iniziato un andamento altalenante, in decrescita, fino a scendere nel 2023 a 262,6 TWh (Figura 3.7).

FIGURA 3.7

Produzione nazionale di energia elettrica per fonte in TWh dal 1985 al 2022.

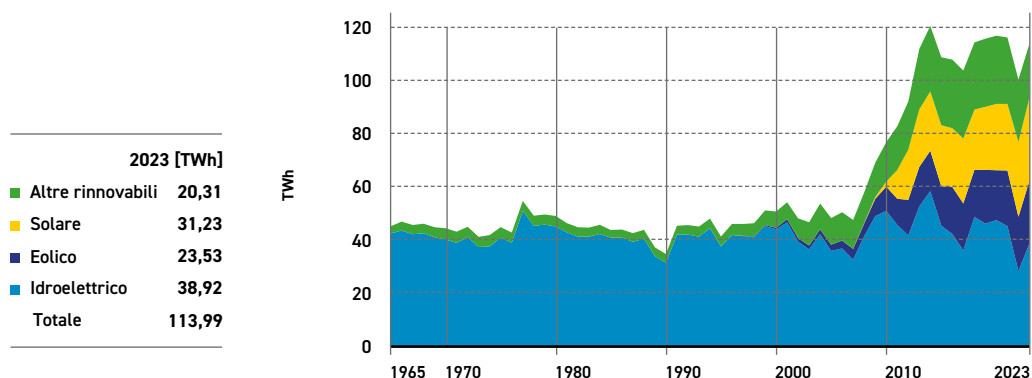


Il settore *idroelettrico* ha pressoché mantenuto costante la propria produzione dal 1965 ad oggi anche se negli ultimi anni emerge una forte variabilità, legata sostanzialmente alle condizioni meteorologiche. In ogni caso, la fonte idraulica è tutt'ora la principale energia rinnovabile anche in Italia, nonostante la forte crescita della produzione solare ed eolica dell'ultimo decennio (Figura 3.8).

Nel 2023 la generazione idroelettrica nazionale è stata di 38,9 TWh a fronte di una produzione nazionale lorda di 262,6 TWh (Figura 3.3), seguita dalla produzione solare che ha raggiunto il picco di 31,2 TWh e da quella eolica che ha fornito quasi 23,5 TWh.

FIGURA 3.8

Produzione italiana di energia elettrica da fonti rinnovabili in TWh dal 1965 al 2023.

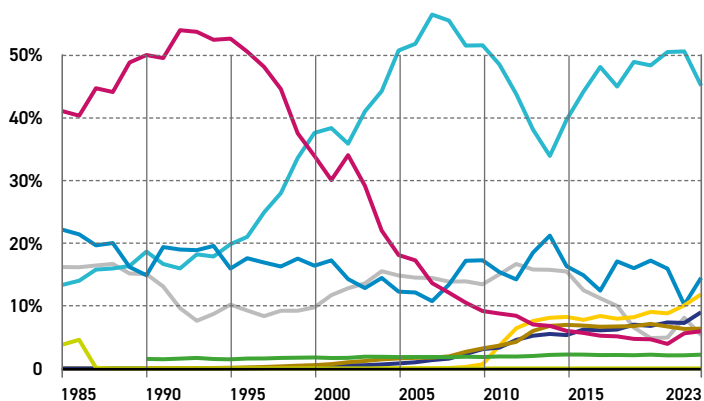


La produzione idroelettrica mondiale e nazionale

FIGURA 3.9

Produzione nazionale di energia elettrica per fonte in termini percentuali dal 1985 al 2023.

	2023
Gas	45,07%
Idroelettrico	14,45%
Solare	11,81%
Eolico	8,95%
Bioenergie	6,33%
Petrolio	5,92%
Carbone	5,29%
Altre rinnovabili	2,18%
Nucleare	0,00%

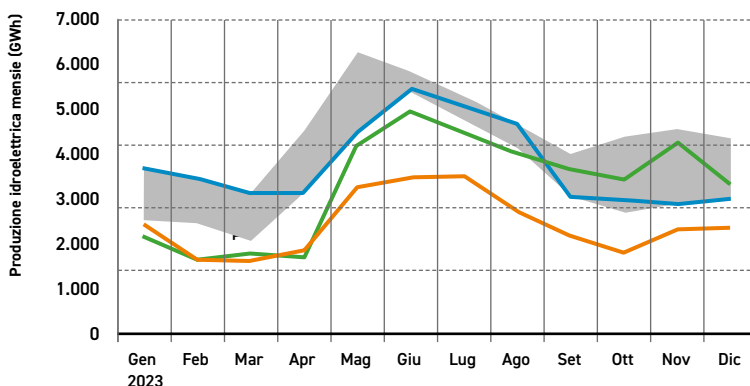
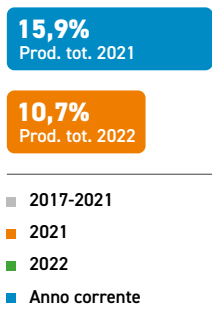


In Italia, come in Europa, il 2022 è stato un anno decisamente anomalo per il settore idroelettrico perché le scarse precipitazioni e le temperature elevate hanno determinato una grave crisi idrica che ha impattato fortemente sulla generazione idroelettrica tanto che si è scesi al minimo storico. La produzione è stata, infatti, nettamente inferiore a quella dell'ultimo quinquennio per tutti i mesi dell'anno (Figura 3.10) e ha coperto solo il 10,7% della produzione totale lorda di energia elettrica a fronte del 15,9% del 2021 e il 36,2% della produzione di energia rinnovabile contro il 39,0% del 2021. A inizio 2023 le temperature miti dei mesi invernali e le scarse nevicate facevano temere una nuova crisi idrica, con impatti ben più gravi di quelli del 2022 ma, fortunatamente, le piogge intense dei mesi primaverili hanno fatto rientrare l'allerta anche se non sono servite a colmare il forte deficit idrico del nostro paese, aggravato ulteriormente dai modesti accumuli nivali, quest'anno inferiori al 64% rispetto alla media degli ultimi 12 anni secondo i dati della Fondazione CIMA³.

³ <https://www.cimafoundation.org/news/aprile-il-deficit-di-neve-si-stabilizza-meno-64/>

FIGURA 3.10

Produzione idroelettrica in Italia negli ultimi anni
 [Elaborazioni RSE su dati ENTSO-E].



Le condizioni meteorologiche hanno un impatto su tutte le tipologie di impianto idroelettrico, caratterizzate da un andamento altalenante della produzione come mostrato in Figura 3.11. Secondo quanto riportato dal GSE nel Rapporto statistico 2021 [3], gli impianti ad acqua fluente, con priorità di dispacciamento, hanno prodotto il 47,5% dell'energia idraulica con una potenza pari al 32% di quella complessiva. Il contributo degli impianti a bacino è stato del 27,2% a fronte di una potenza installata del 25,7%, mentre quello degli impianti a serbatoio del 25,3% con una potenza pari al 42,3%. Questi ultimi impianti, sebbene abbiano una potenza maggiore rispetto a quella degli impianti ad acqua fluente e a bacino, hanno una produzione inferiore in quanto forniscono quasi esclusivamente un servizio di punta per coprire i picchi di domanda.

Il Rapporto statistico di GSE [3] indica che, a fine 2021, in Italia erano in esercizio 4.646 impianti idroelettrici. La maggior parte di essi ha una taglia inferiore a 1 MW (73,3%), seguiti da quelli con classe di potenza compresa tra 1 e 10 MW (20%). Gli impianti con potenza superiore a 10 MW sono solo il 6,7%, ma nel 2021 hanno fornito il 75% della produzione idroelettrica complessiva potendo contare su una potenza pari all'81% di quella complessiva nazionale. In Figura 3.12 si osserva che le condizioni climatiche incidono soprattutto sulla produzione degli impianti di taglia superiore a 10 MW.

La produzione idroelettrica mondiale e nazionale

FIGURA 3.11

Evoluzione della produzione idroelettrica in GWh in Italia secondo la tipologia di impianto [Elaborazioni GSE su dati Terna].

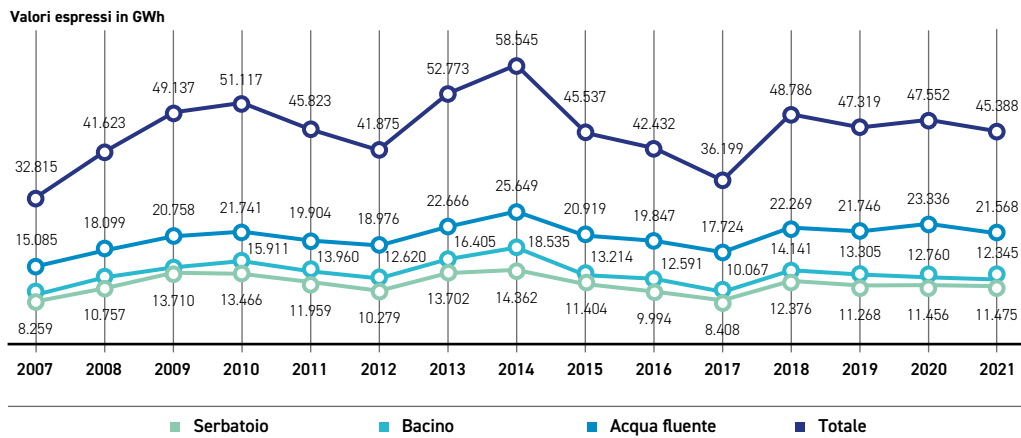
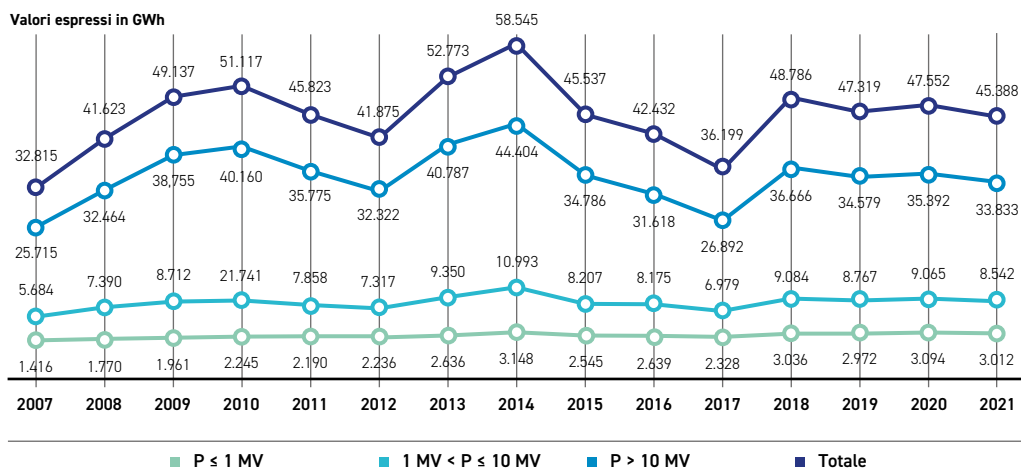


FIGURA 3.12

Evoluzione della produzione idroelettrica in GWh in Italia secondo la classe di potenza degli impianti [Elaborazioni GSE su dati Terna].



In Italia, per l'identificazione univoca degli impianti di produzione, Terna ha sviluppato e gestisce la piattaforma GAUDI (*Gestione Anagrafica Unica degli Impianti e Unità di Produzione*), richiesta da ARERA con Deliberazione 4 agosto 2010 - ARG/elt 124/10 [37]. La piattaforma GAUDI fornisce la potenza e numerosità degli impianti di produzione presenti nel nostro paese con un dettaglio regionale.

In Figura 3.13 si riporta la variazione della potenza idroelettrica nazionale dal 2013 ad oggi. La potenza, pari a 21,72 GW nel 2023, è concentrata soprattutto nelle regioni dell'arco alpino. In particolare, Piemonte, Lombardia e Trentino Alto-Adige hanno una potenza installata superiore a 2,5 GW. Seguono Valle d'Aosta, Veneto e Abruzzo con una potenza compresa tra 1 e 2,5 GW. La numerosità degli impianti in funzione della potenza installata, con dettaglio regionale, è rappresentata in Figura 3.14.

Per quanto riguarda le altre fonti rinnovabili, nel 2023 gli impianti fotovoltaici hanno incrementato la loro potenza rispetto a quella idroelettrica, arrivando a 30,28 GW, mentre quelli eolici hanno ancora una potenza inferiore, pari a 12,34 GW. Le fonti geotermoelettriche e le bioenergie hanno invece una potenza di 4,95 GW.

FIGURA 3.13

Potenza idroelettrica in GW dal 2013 al 2023 in Italia, con dettaglio regionale [Fonte GAUDI Terna].

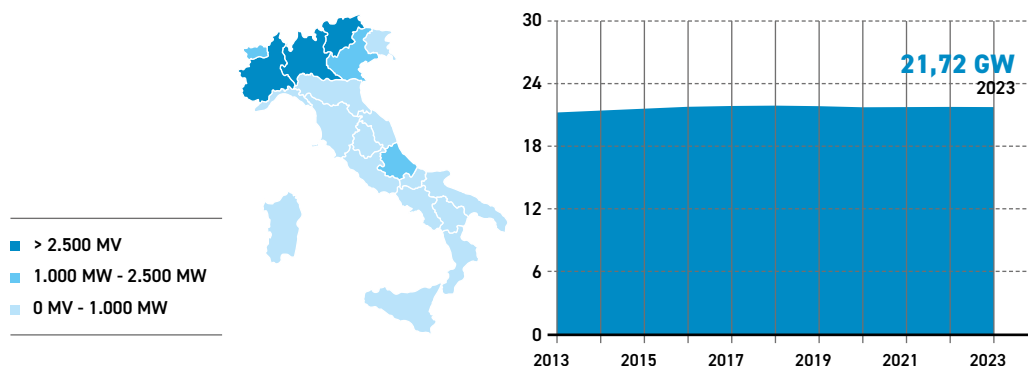
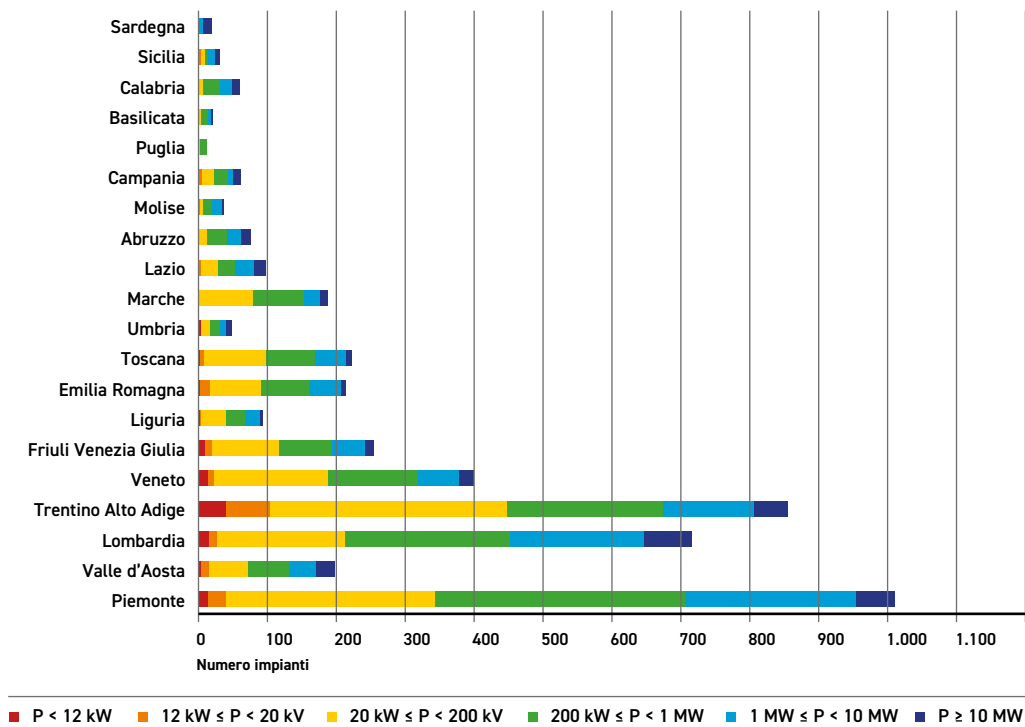


FIGURA 3.14

Numerosità degli impianti idroelettrici in Italia nel 2023 in funzione della potenza installata, con dettaglio regionale [Fonte GAUDI Terna].



Scenari energetici al 2030

Il 30 giugno 2023 l'Italia ha inviato alla Commissione Europea la proposta di aggiornamento del *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima* (PNIEC) [38] nella quale sono stati rivisti gli obiettivi nazionali al 2030, rispetto alla precedente versione inviata nel 2019 [39], tenendo conto del nuovo contesto geopolitico e dell'esigenza di coniugare tra loro gli aspetti economici, sociali e ambientali del processo di transizione energetica. La strategia si articola su cinque dimensioni dell'Unione dell'energia:

1. decarbonizzazione (riduzione delle emissioni inquinanti e climateranti, diffusione delle rinnovabili);
2. efficienza energetica (riduzione dei consumi di energia);
3. sicurezza energetica (diversificazione delle fonti di approvvigionamento, potenziamento delle interconnessioni elettriche, del *market coupling* e della capacità di stoccaggio);
4. mercato interno (rafforzamento del processo di integrazione dei mercati energetici nazionali nel mercato unico);
5. ricerca, innovazione e competitività (penetrazione sul mercato di tecnologie per la decarbonizzazione, partecipazione continuativa ai programmi di ricerca del SET PLAN, Horizon Europe, Mission Innovation).

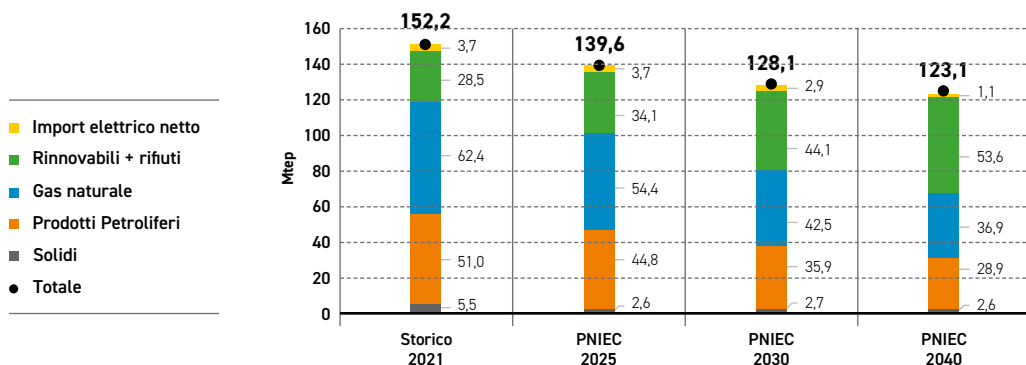
L'approvazione del testo definitivo dovrà concludersi entro giugno 2024.

In termini di *mix energetico primario* si prefigura un contributo sempre più rilevante delle fonti rinnovabili sul consumo interno lordo di energia¹ a discapito delle fonti fossili (Figura 4.1), con una quota che dal 19% nel 2021 salirà al 34% nel 2030 nello scenario PNIEC. I prodotti petroliferi dopo il 2030 continueranno a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro impiego sarà in continua diminuzione (circa il 23% del mix primario nel 2040). Il loro declino sarà maggiormente significativo negli ultimi anni della proiezione dello scenario PNIEC quando il petrolio nel trasporto sarà sostituito cospicuamente da biocarburanti, idrogeno e veicoli ad alimentazione elettrica, sia per il trasporto passeggeri che merci.

¹ Il consumo interno lordo è pari alla somma tra consumo di energia primaria e usi non energetici.

FIGURA 4.1

Consumo interno lordo di energia per fonte
(al netto del calore ambientale) al 2025-2030-2040, scenario PNIEC
[Elaborazione RSE su dati PNIEC 2023].

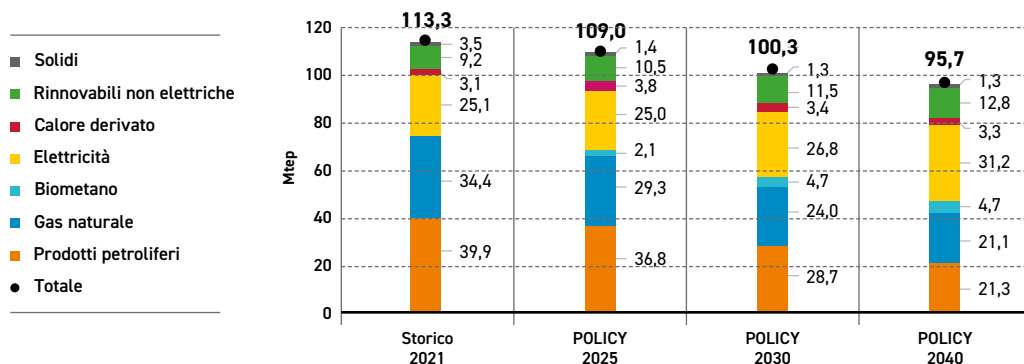


In termini di *consumi finali di energia* (Figura 4.2), al 2030 si raggiungerà una riduzione di 13 Mtep rispetto ai valori registrati nel 2021 (-11,5%). Questo risultato potrà essere conseguito, soprattutto, mettendo in atto uno sforzo straordinario di efficientamento dei consumi finali, in misura significativamente superiore a quanto previsto nella versione precedente del PNIEC 2019 [39]. L'efficientamento necessario passerà in buona misura attraverso l'elettificazione degli usi energetici finali (nei settori civile e trasporti in particolare) con il risultato che nel nuovo PNIEC si prevede un aumento dei consumi elettrici al 2030 pari a 1,7 Mtep, ossia +6.8% rispetto al 2021.

Scenari energetici al 2030

FIGURA 4.2

Consumi energetici finali per fonte fino al 2025-2030-2040, scenario PNIEC [Elaborazione RSE su dati PNIEC 2023].



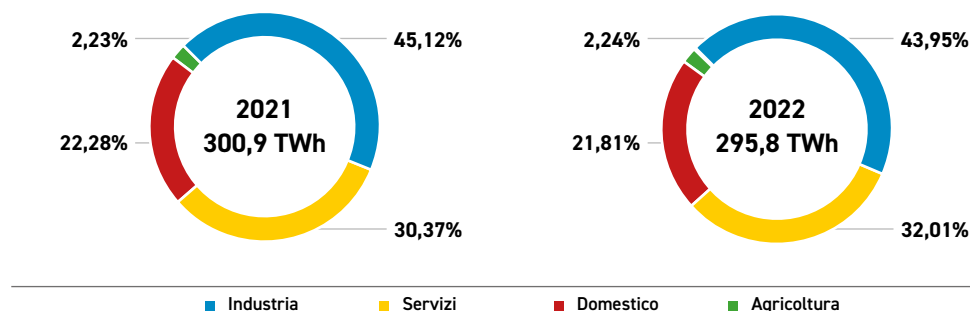
4.1

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA, ATTUALI E AL 2030

Nel 2022 i consumi finali di energia elettrica sono stati di 295,8 TWh, al netto delle perdite di rete [40]. In particolare, l'industria ha consumato 130 TWh, i servizi 94,7 TWh, il settore domestico 64,5 TWh e l'agricoltura 6,6 TWh. In generale, i consumi sono calati rispetto al 2021, soprattutto quelli industriali e domestici (rispettivamente, 4,2% e 3,8%), ad eccezione di quelli del settore dei servizi, aumentati del 3,6% (Figura 4.3).

FIGURA 4.3

Consumi annuali di energia elettrica in Italia nel 2021 e 2022 [Elaborazione RSE su dati Terna].



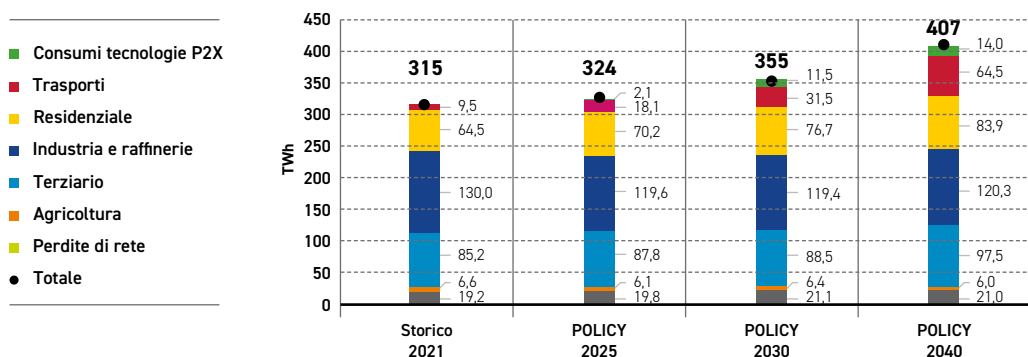
Nel 2022 il *fabbisogno di energia elettrica* in Italia è stato pari a 315 TWh, con una flessione dell'1,5% rispetto all'anno precedente [3]. La domanda è stata soddisfatta per l'86,4% dalla produzione nazionale destinata al consumo (272 TWh) e per il restante 13,6% dalle importazioni nette dall'estero (43 TWh).

Nello scenario PNIEC, la richiesta di energia elettrica sulla rete al 2030 risulta in aumento rispetto al valore del 2022 (Figura 4.4). Le tecnologie elettriche di uso finale che aumenteranno in misura rilevante i loro consumi saranno i veicoli elettrici e le Pompe di Calore (PdC) per il riscaldamento. Oltre a questi, sono attesi forti aumenti dei consumi elettrici anche per il raffrescamento degli edifici (per maggior diffusione delle PdC e aumento delle temperature) e per le apparecchiature e i Centri di Elaborazione Dati (CED).

Oltre ai consumi elettrici dei settori di uso finale compaiono anche quelli di nuove tecnologie (*Power-to-X*) dedicate sia ai processi di produzione di idrogeno sia alla possibilità di integrare pompe di calore nelle reti di teleriscaldamento. Queste tecnologie potranno avere anche un ruolo importante nella gestione del sistema elettrico perché sono in grado di sfruttare le sovrapproduzioni di energia elettrica da parte delle FER andando a generare altri vettori quali idrogeno e calore.

FIGURA 4.4

Domanda di energia elettrica fino al 2025-2030-2040, scenario PNIEC
[Elaborazione RSE su dati PNIEC 2023].



4.2

GENERAZIONE ELETTRICA DA FER IN ITALIA, ATTUALE E AL 2030

Le fonti rinnovabili hanno contribuito per circa 100,4 TWh (il 37% della produzione complessiva) al fabbisogno di energia elettrica in Italia con una riduzione del 14% rispetto ai valori del 2021. In particolare, si segnala la forte riduzione della produzione idroelettrica che è passata dai 45 TWh del 2021 ai 28 TWh del 2022, anno caratterizzato da una grave crisi idrica.

Facendo riferimento ai dati GSE di produzione e consumo interno lordo di energia elettrica [41], lo scenario PNIEC al 2030 [38] prevede una quota di rinnovabili che crescerà fino a circa il 65% del consumo interno lordo di energia elettrica, rispetto al 36% del 2021 (Tabella 4.1). La crescita è trascinata dai settori fotovoltaico ed eolico mentre le bioenergie vedono una pesante riduzione legata sia al quadro di conversione a biometano dei biogas sia all'abbandono dei bioliquidi meno sostenibili in ottemperanza al D.lgs. 199/2021 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili [42].

L'idroelettrico rimane quindi l'unica fonte rinnovabile flessibile significativamente presente.

TABELLA 4.1

Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) [Fonte RSE, GSE]

	2020	2021	2025	2030
Numeratore: Produzione di energia elettrica da FER*	118.4	118.7	157.5	227.7
Idrica (effettiva)	47.6	45.4		
Idrica (normalizzata)	48.0	48.5	47.5	46.9
Eolica (effettiva)	18.8	20.9		
Eolica (normalizzata)	19.8	20.3	34.8	64.1
Geotermica	6.0	5.9	7.5	8.0
Bioenergie**	19.6	19.0	10.4	9.6
Solare***	24.9	25.0	57.3	99.1
Denominatore: Consumo Interno Lordo di energia elettrica****	310.8	329.8	328.4	350.1
Quota FER-E (%)	38.1%	36.0%	48.0%	65.0%

* Si riporta la produzione elettrica al netto degli impieghi negli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, in coerenza con quanto previsto dai criteri contabili della RED II così come modificata dalla RED III. Considerando anche i consumi degli elettrolizzatori, la produzione lorda da FER attesa al 2030 che include anche l'overgeneration sarebbe di oltre 238 TWh.

** Si riporta il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

*** La produzione solare al 2030 è decurtata di circa 10 TWh, quantità destinata al funzionamento degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

**** Il Consumo Interno Lordo (CIL) di energia elettrica è pari alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero (o tra le regioni). Il CIL è definito al lordo o al netto dei pompaggi a seconda se la produzione lorda di energia elettrica è comprensiva o meno della produzione da apporti di pompaggio [3].

4.3

IL RUOLO DELL'IDROELETTRICO NEGLI SCENARI AL 2030

Lo scenario PNIEC al 2030 punta sul mantenimento della quota attuale di produzione idroelettrica, tenendo anche conto che il contributo di nuovi impianti *mini-hydro* sarebbe comunque modesto. Questo obiettivo, che potrebbe essere considerato minimale, richiede comunque particolare attenzione perché in Italia il parco infrastrutturale ha in media oltre 65 anni d'età, tra le più alte in Europa [43]. I problemi associati all'invecchiamento degli asset richiedono

azioni di modernizzazione tramite interventi di *revamping*², lavori di *repowering*³ o semplicemente di *refurbishment*⁴ e anche attraverso l'implementazione di soluzioni digitali innovative. Nei primi anni 2000 si è assistito a un incremento considerevole di questi interventi [44], anche grazie a incentivi, ma ultimamente i tempi lunghi di *permitting*, in particolare dei procedimenti di valutazione ambientale, e soprattutto le incertezze associate alle modalità di rinnovo delle concessioni (§6.1), demandate alle singole Regioni, inducono i concessionari a rallentare questi investimenti, fermando di fatto il margine di crescita della produzione idroelettrica ad essi associato. Questa situazione di stallo potrebbe portare a non cogliere l'opportunità di accrescere o mantenere la capacità di accumulo a causa delle limitazioni di invaso imposte dalle Autorità competenti o addirittura al *decommissioning* di impianti, vale a dire passi indietro nel percorso verso la decarbonizzazione del sistema energetico. Già ora si perdono circa 1.800 Mm³ per limitazioni d'esercizio imposte dalle Autorità competenti e ben 4.000 Mm³ per problemi di interrimento, pari rispettivamente al 13% e 30% del volume totale di progetto sotteso dalle 532 grandi dighe⁵ presenti in Italia.

Sull'evoluzione dell'idroelettrico rinnovabile, nel PNIEC non sono indicati molti dettagli quantitativi, ma è chiaro che ci si attende che gli interventi di ripristino, potenziamento e ammodernamento degli impianti esistenti e la costruzione di nuove infrastrutture riescano a compensare parzialmente la riduzione della producibilità idroelettrica rinnovabile attesa negli anni fino al 2030 per effetto dei cambiamenti climatici. Si osserva, infatti, una riduzione di 1,6 TWh nella produzione elettrica normalizzata da fonte idrica (secondo le regole fissate dalle direttive RED II e RED III [45] [46]), ossia pari al 3,3% della produzione normalizzata 2021.

È invece molto centrale nel PNIEC la questione relativa alla necessità di flessibilità per il sistema elettrico, cui la maggior parte dell'idroelettrico installato contribuisce in modo eccellente, e di capacità di stoccaggio. Su quest'ultimo fronte, al fine di rendere sostenibili gli

² Interventi di ammodernamento degli apparati elettromeccanici per aumentare l'efficienza degli impianti e ridurre tempi e costi di manutenzione.

³ Interventi volti a prolungare la vita utile dell'impianto, migliorandone le prestazioni tramite l'implementazione di nuove tecnologie.

⁴ Interventi di rinnovo, ristrutturazione ed efficientamento dell'impianto.

⁵ Si definiscono "grandi dighe" gli sbarramenti alti più di 15 m oppure con un volume di invaso superiore a un milione di metri cubi [7].

investimenti in capacità di stoccaggio, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), ARERA e Terna stanno lavorando congiuntamente sul disegno del mercato a termine, introducendo i segmenti di mercato previsti dall'art.18 del D.lgs. 210/2021 [47]. Per ridurre il rischio di investimento, associato specialmente all'attuale forte volatilità spazio-temporale dei prezzi dell'energia elettrica, è stata valutata da Terna la progressione temporale dei fabbisogni della capacità di stoccaggio, su base geografica e secondo il profilo del tipo di accumulo. Per remunerare tale servizio si sta definendo un sistema di approvvigionamento a lungo termine di capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, basato su aste concorrenziali e criteri di neutralità tecnologica. Occorre poi considerare i tempi di realizzazione dei nuovi pompaggi idroelettrici, stimati in media dell'ordine di 5-7 anni ma strettamente correlati alla morfologia del territorio e alla complessità delle opere civili [48], nonché influenzati dai tempi caratteristici dei procedimenti autorizzativi. Queste misure puntano ad avere una maggiore efficacia rispetto alle iniziative funzionali messe in campo per raggiungere gli obiettivi del precedente PNIEC, che si sono concretizzate solamente in quattro progetti di nuovi impianti di pompaggio, in fase autorizzativa, per una potenza totale che potrebbe ragionevolmente aggirarsi tra 1.000 e 1.200 MW poiché due progetti interessano il medesimo bacino. Cautelativamente, però, nello scenario PNIEC è stato considerato al 2030 un solo nuovo impianto di pompaggio da 650 MW, essendo i tempi di autorizzazione e di costruzione troppo lunghi per ipotizzare la “messa a terra” di altri progetti in tempo utile.

Per sostenere il raggiungimento degli obiettivi di produzione elettrica da fonti rinnovabili previsti dal PNIEC, a fine 2023 la Commissione europea ha approvato per l'Italia aiuti di Stato per 17,7 miliardi di euro a sostegno della costruzione e della gestione di impianti di stoccaggio *utility-scale* dell'energia elettrica per una capacità complessiva di 71 GWh e una potenza in assorbimento e in rilascio di 9 GW, sulla base di quanto ipotizzato da Terna in [48] sulla base di [49]. Il regime rimarrà in vigore fino al 2033 e rappresenterà indubbiamente un valido sostegno ai nuovi progetti di impianti di pompaggio.

4.4

PROSPETTIVE OLTRE IL 2030

A livello mondiale, per raggiungere nel 2050 una quota di produzione da fonti rinnovabili di circa il 90%, ritenuta necessaria per contenere l'innalzamento globale della temperatura entro 1,5°C [50],

Scenari energetici al 2030

si dovrà necessariamente incrementare il contributo della produzione idroelettrica.

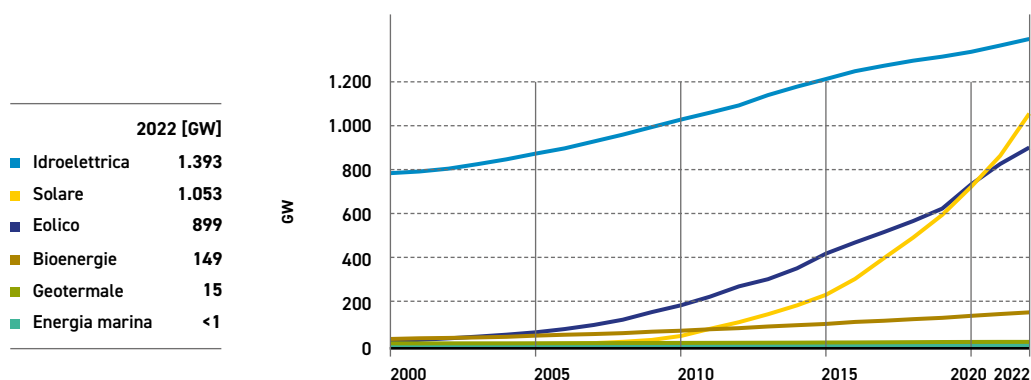
Secondo l'*International Energy Agency* (IEA), l'idroelettrico sarà la principale fonte flessibile nel mix energetico al 2050 ma, per sostenere questo ruolo in un sistema a zero emissioni, dovrà raddoppiare la potenza installata, pari a circa 1390 GW nel 2022 (Figura 4.5). Questo significa installare in poco meno di 30 anni la stessa potenza che è stata sviluppata negli ultimi 100 anni [51].

In Italia è impensabile immaginare una crescita del settore idroelettrico così rilevante essenzialmente per due motivi: la maggior parte dei siti adatti alla costruzione di grandi impianti è stata già sfruttata e il forte sviluppo del mini *hydro* negli ultimi anni è riuscito a fornire soltanto un contributo trascurabile al mix energetico nazionale. Tra il 2007 e il 2021, infatti, sono stati installati soprattutto impianti di piccole dimensioni che hanno determinato un tasso medio annuo di crescita della potenza installata dello 0.7% al quale ha corrisposto una produzione annuale dell'ordine del 6% di quella idroelettrica complessiva [3].

Per raggiungere i target europei è dunque necessario puntare sulle fonti rinnovabili non programmabili sfruttando al meglio la flessibilità e capacità di accumulo dell'idroelettrico per garantire adeguati livelli di adeguatezza, sicurezza e resilienza alla rete elettrica.

FIGURA 4.5

Potenza mondiale delle fonti rinnovabili nel 2022.



I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

L'aggiornamento del *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima* (PNIEC), inviato alla Commissione Europea a giugno 2023 [38], ha l'obiettivo di rafforzare il percorso strategico di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale per allinearsi al *Green New Deal* europeo [29] [30], tra i cui principi fondamentali vi sono la protezione dell'ambiente e della biodiversità. In quest'ottica, all'ambiente si assegna, dunque, il ruolo di motore dell'economia del nostro Paese per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050.

Per raggiungere questo traguardo particolarmente sfidante e difendere l'uso delle fonti rinnovabili non programmabili, la rete elettrica ha la necessità di puntare su un incremento della flessibilità di generazione e della capacità di accumulo, oltre che sulla flessibilità della domanda (*Demand Side Response*, DSR). I primi due aspetti rappresentano punti di forza specifici del settore idroelettrico che, tuttavia, come vedremo, possono essere ulteriormente migliorati e rafforzati (§5.1, §5.2).

Già nel precedente PNIEC, emesso a fine 2019 [39], si riteneva necessario sviluppare la capacità di accumulo idroelettrico perché i sistemi di pompaggio *“rappresentano un'importante risorsa per l'adeguatezza oltre che per la sicurezza e flessibilità del sistema”* e, oltretutto, sono fondamentali *“per ridurre al minimo le overgeneration”* [39], favorendo così il consumo di energia da fonte rinnovabile. Negli studi di scenario del Piano si stimava che fossero necessari, entro il 2030, 3 GW di nuovi sistemi di accumulo centralizzato (idroelettrici ed elettrochimici) nelle zone di mercato Centro Sud, Sud e Sicilia. Gli studi di scenario del nuovo PNIEC, inoltre, mettono in evidenza la necessità di ottimizzare la gestione degli impianti di pompaggio esistenti¹, anche se questa soluzione da sola non è sufficiente a rispondere alle esigenze della rete nel breve-medio termine. Rispetto ai quantitativi iniziali indicati nel PNIEC 2019, infatti, serve, al 2030, un incremento complessivo

¹ Gli impianti di pompaggio sono attualmente poco utilizzati poiché lo sfruttamento delle energie rinnovabili non programmabili ha modificato le curve di carico giornaliero, rendendo di fatto poco conveniente, o addirittura improduttivo, l'uso dei sistemi di pompaggio. Inoltre, una decisa riduzione del loro utilizzo si è verificata dal 2011 (§5.2.1), anno in cui si è completata una modifica sostanziale dell'assetto regolatorio riguardante il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (p. es. ridefinizione dei servizi a mercato). Si nota anche che è limitato il loro impiego per la risoluzione delle criticità del sistema, quali l'*overgeneration*, perché sono prevalentemente dislocati nelle regioni del nord Italia mentre la maggior parte degli impianti di produzione eolica e solare è stata installata nelle regioni del Sud Italia e nelle isole.

di 9 GW di accumuli *utility-scale* per integrare le rinnovabili previste nella strategia energetica nazionale, più altri 2 GW per soddisfare il fabbisogno di flessibilità e garantire l'adeguatezza della rete e 4 GW di accumuli distribuiti² [38]. Per adempiere a tali richieste, occorre rivedere la struttura del mercato elettrico (ad esempio, mediante l'introduzione di un nuovo mercato per lo scambio a termine della capacità di stoccaggio [47]), poiché essa attualmente non è in grado di fornire sufficienti garanzie agli investitori sul rientro dei capitali (§8). Per individuare i siti idonei alla costruzione di nuovi impianti si può fare riferimento agli studi di Terna che, come anticipato nel §4.3, ha valutato la ripartizione su base geografica del fabbisogno di capacità di stoccaggio al 2030 di cui sopra [48] [49], nonché a uno studio sul potenziale di pompaggio condotto da RSE nella Ricerca di Sistema nel biennio 2011-2012, studio dove si era evidenziato come sfruttare al meglio, laddove possibile, anche laghi o bacini esistenti [52] [53].

L'esigenza di costruire nuovi impianti, tra loro eventualmente interconnessi, anche con bacini esistenti, è avvertita dagli operatori del settore idroelettrico, per aumentare la capacità di accumulo, migliorarne la flessibilità di gestione e adattarsi ai cambiamenti climatici (§6.3, §6.4).

Nonostante la necessità di nuovi accumuli anche sotto forma di pompaggio, in Italia la tempistica dei processi autorizzativi per la costruzione di nuovi impianti richiede ancora diversi anni. Nel PNIEC si auspica una semplificazione di tali procedure, ma non basta focalizzare l'attenzione unicamente sul *permitting*. Facendo tesoro di quanto svolto per la rete elettrica di trasmissione [54], serve dare la giusta importanza anche all'accettabilità sociale dei serbatoi sottesi da dighe di ritenuta e coinvolgere prontamente i cittadini a partire dalla fase di individuazione di siti idonei per la realizzazione di nuovi invasi (§6.2).

Per promuovere il mantenimento in efficienza del parco infrastrutturale esistente e facilitare la costruzione di nuovi impianti è importante anche mettere in luce altri punti di forza dell'idroelettrico, non strettamente legati alla generazione. Si pensi al ruolo attivo che i bacini delle dighe svolgono nella mitigazione del rischio allu-

² Nel Piano di Sviluppo 2023 di Terna [49] è indicato, per l'anno 2030, un incremento di accumuli, rispetto al 2019, di 95 GWh di cui 16 GWh da comunità energetiche e piccoli impianti distribuiti, 8 GWh già assegnatari di contratti pluriennali nelle aste del Capacity Market e 71 GWh da impianti di grande taglia che dovranno essere realizzati attraverso i meccanismi d'asta delineati dall'art. 18 del D.lgs. 210/2021 [282] (si veda §9.1 sul sistema MACSE).

vioni riuscendo ad agire da polmone per immagazzinare i colmi di piena per poi rilasciarli gradualmente a valle in seguito al verificarsi dell'evento estremo (§5.3). L'acqua invasata è impiegata anche ad uso potabile o irriguo o per spegnere incendi, spesso di natura dolosa, che si verificano in molte regioni italiane nel periodo estivo.

5.1

FLESSIBILITÀ DELLA PRODUZIONE E DELL'ACCUMULO

La crescente penetrazione di fonti rinnovabili variabili non programmabili, come l'eolico e il solare, pone ai gestori di rete problemi e costi crescenti per il bilanciamento dei carichi e, in particolare, richiede la disponibilità di una quota crescente di generazione di riserva particolarmente flessibile per far fronte alla variabilità, tipica di queste fonti, e alle incertezze previsionali sulla domanda di energia.

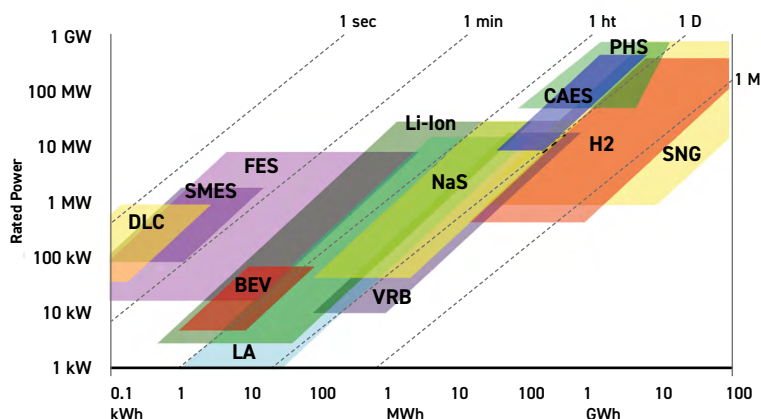
Nell'attuale sistema energetico gli impianti idroelettrici, per le loro caratteristiche, sono tra i più adatti a fornire flessibilità grazie alla loro velocità di risposta; inoltre, gli impianti di pompaggio idroelettrico (*Pumped Hydropower Storage*, PHS) ben si prestano ad accumulare nei serbatoi l'energia rinnovabile prodotta in eccesso rispetto al carico richiesto in rete (*load shifting*), contribuendo alla risoluzione dei problemi di congestione e di eccesso di generazione (*overgeneration*). Proprio in quest'ottica, diversi operatori di mercato e gestori di rete³ stanno valutando attentamente i vantaggi tecnici ed economici che un'integrazione tra impianti PHS e parchi eolici o fotovoltaici potrebbe apportare al sistema elettrico, con diverse soluzioni di installazione (ad esempio, i pannelli fotovoltaici potrebbero anche essere galleggianti, in maniera tale da poter essere posizionati in bacini artificiali). Si osserva che il PHS permette di immagazzinare la maggior quantità di energia rispetto alle altre tecnologie concorrenti presenti sul mercato (Figura 5.1), e per di più a bassi costi. Per questo motivo, questa tecnologia si può considerare come soluzione principale per accumulare energia su orizzonti temporali lunghi ed erogare potenze elevate.

³ Il gestore di rete di trasmissione relativamente agli impianti connessi alla rete in alta/altissima tensione, i distributori locali relativamente agli impianti connessi alla rete in media/bassa tensione.

FIGURA 5.1

Confronto in termini di potenza nominale, energia fornita e tempo di ricarica di diverse tecnologie di accumulo [55].

BEV Battery Electric Vehicle
(NiMH and Li-Ion)
CAES Compressed Air ES
DLC Double Layer Capacitor
FES Flywheel Energy Storage
H2 Hydrogen Storage
LA Lead Acid Battery
Li-Ion Li-Ion Battery
NaS Sodium Sulphur Battery
PHS Pumped Hydro Storage
VRB Vanadium Redox Flow Battery
SMES Superconducting Magnetic ES
SNG Synthetic Natural Gas



Per i sistemi di pompaggio sono stati effettuati diversi studi per analizzarne l'impatto nel fornire servizi di regolazione veloce (durata in alcuni secondi) e lenta (durata in minuti, ore) a una rete caratterizzata da un'alta penetrazione di rinnovabili non programmabili [56] [57] [58] [59]. Tuttavia, l'impiego degli impianti di pompaggio per fornire servizi ancillari⁴ di supporto alla stabilità della rete è limitato dai tempi di risposta del macchinario idraulico.

In genere, negli impianti di generazione e pompaggio, l'insieme pompa-turbina in modalità pompa (con assorbimento di potenza

4 I "servizi ancillari" o "ausiliari" sono definiti come i servizi necessari per la gestione di una rete di trasmissione o distribuzione, quali i servizi di regolazione di frequenza, riserva, potenza reattiva, regolazione della tensione e rinvio della rete (articolo 2 comma 22 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n.79). In particolare, si può fare una distinzione tra risorse necessarie alla regolazione della frequenza di rete, riferite ai servizi di bilanciamento, in energia o in potenza attiva, e risorse necessarie alla regolazione della tensione nodale, riferite ai servizi non relativi alla frequenza, ossia intesi come margini potenza reattiva e risorse di modulazione lenta/rapida della corrente reattiva. La definizione di "servizi non relativi alla frequenza" è stata introdotta con il D.lgs. n. 210 del 8 novembre 2021 [282], di attuazione della direttiva UE 2019/944 del 5 giugno 2019 (nota come nuova Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica) [283].

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

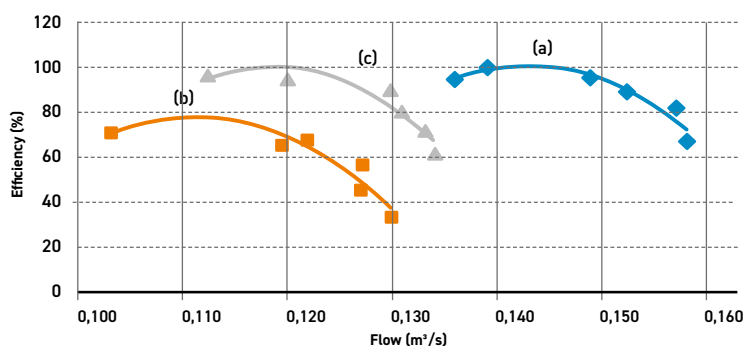
elettrica dalla rete) è ottimizzato per essere esercito con una combinazione fissata di tre parametri (condizione di progetto): velocità di rotazione, portata e differenza di quota tra invasi (salto). Infatti, l'efficienza di funzionamento cala drasticamente con l'allontanarsi dalle condizioni di progetto. Pertanto, con velocità di rotazione costante della girante sono ammessi punti di lavoro della macchina caratterizzati da piccole variazioni di portata dal valore ottimale.

Diversamente, potendo variare la velocità di rotazione della girante, è possibile trovare punti di lavoro della macchina mantenendo valori di efficienza ottimali o sub-ottimali in un campo di funzionamento della pompa-turbina più ampio e limitato solamente da fenomeni di cavitazione per portate elevate e da problemi di stabilità (vibrazioni autoindotte dal sistema idraulico) per basse portate [60].

In termini di efficienza, il vantaggio di utilizzare macchine a giri variabili si evince dal confronto delle curve riportate in Figura 5.2, dove si considerano tre condizioni operative per una turbina: (a) caduta (salto) e velocità di rotazione nominali, (b) caduta ridotta e velocità di rotazione nominale e (c) caduta e velocità di rotazione ridotte. Le curve sono state ricavate interpolando dati sperimentali [61]. In caso di portate ridotte, la possibilità di variare la velocità di rotazione consente di mantenere valori di efficienza ottimali o sub-ottimali in tutto il campo di funzionamento della turbina, paragonabili a quella di una macchina operante in condizioni nominali (curva c vs a). Si può notare, inoltre, un aumento di circa il 20% dell'efficienza, operando a bassa velocità, quando si ha una riduzione delle portate (curva c vs b).

FIGURA 5.2

Comportamento di una turbina idraulica con (a) caduta e velocità nominali, (b) caduta ridotta e velocità nominale e (c) caduta e velocità ridotte [61].



La possibilità di esercire una pompa-turbina a giri variabili si ottiene utilizzando l'elettronica di potenza in grado di imprimere nella macchina elettrica una frequenza variabile (e quindi una velocità di rotazione variabile all'insieme pompa-turbina) [62], grazie al disaccoppiamento del sistema motore/generatore dalla rete. Tale soluzione è valevole con generatori/motori sia sincroni sia asincroni⁵. In particolare, se la singola unità di generazione è di taglia inferiore a 60 MVA, si adottano macchine sincrone convenzionali, semplici ed economiche, connesse alla rete mediante un convertitore AC/DC di tipo *full converter*, mentre, se è di taglia superiore a 60 MVA, si adotta tipicamente una tecnologia basata su una *Doubly Fed Induction Machine* (DFIM), in cui si ha un accoppiamento parziale⁶ tra la macchina e la rete [63]. Infatti, con le DFIM è possibile usare convertitori di taglia ridotta rispetto alla macchina elettrica, riducendo significativamente le perdite e i costi: è possibile ricorrere a un convertitore la cui taglia può essere ridotta al 10-15% rispetto a quella dell'unità di generazione [64]. Questa soluzione offre, pertanto, il vantaggio di impiegare unità di generazione di taglie elevate rispetto ai sistemi tradizionali, dell'ordine di centinaia di MVA [65]. Per esempio, con un convertitore di 60 MVA è possibile usare una DFIM di taglia fino ai 400 MVA [63].

Il miglioramento della flessibilità degli impianti idroelettrici a supporto della sicurezza e affidabilità del sistema energetico è tuttora un tema aperto, oggetto di studio in alcuni Progetti Europei, recentemente finanziati nell'ambito del Programma Horizon 2020, come XFLEX HYDRO⁷ e Hydroflex⁸.

Nel progetto XFLEX HYDRO, che si concluderà a inizio 2024, sono state applicate diverse tecnologie innovative su 7 impianti idroelettrici e sono stati implementati strumenti digitali intelligenti per migliorarne l'efficienza, la flessibilità, la durabilità, la capacità di fornire servizi ancillari alla rete e di operare sul mercato elettrico. Sull'impianto di pompaggio di Grand'Maison (Francia), il più grande in Europa con una potenza di 1.800 MW, dotato di 4 turbine Pelton e 8 pompe reversibili, è stata sperimentata la tecnologia innovativa di cortocircuito idraulico

⁵ Per applicazioni di piccola taglia si trovano anche generatori a magneti permanenti.

⁶ In questo tipo di macchina il circuito elettrico di statore è connesso direttamente alla rete mentre quello di rotore è connesso attraverso il convertitore elettronico AC/DC.

⁷ <https://www.xflexhydro.com/>

⁸ <https://www.h2020hydroflex.eu/>

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

(*Hydraulic Short Circuit, HSC*). Quando l'impianto lavora in modalità pompaggio, un algoritmo di ottimizzazione consente di gestire in modo automatizzato una delle turbine Pelton per regolare il carico totale in funzione della frequenza di rete. La sperimentazione di questa nuova modalità operativa ha portato a un guadagno di 240 MW in capacità di bilanciamento che corrisponde al 20% della riserva richiesta dalla rete elettrica francese per il ripristino della frequenza. La medesima tecnologia è stata applicata presso l'impianto di pompaggio di Alqueva (Portogallo), che ha una capacità di 520 MW e 4 macchine reversibili Francis. In questo caso, un sistema di controllo digitale dell'usura dei componenti ha consentito anche di ottimizzare la gestione delle manutenzioni, riducendo i tempi di intervento. Presso l'impianto di pompaggio di Frades 2 (Portogallo), con una capacità di 780 MW e dotato di 2 generatori tra i più potenti in Europa, l'impiego di una DFIM a giri variabili in combinazione con la tecnologia di cortocircuito idraulico ha consentito di migliorare la capacità di regolazione del 70% durante la fase di pompaggio e del 17% in fase di generazione. Nell'impianto di pompaggio di Z'mutt (Svizzera), dotato di 5 unità con una potenza di pompaggio di 88 MW, una pompa a giri fissi è stata sostituita con una macchina reversibile Francis da 5 MW e un convertitore di frequenza di tipo *full-size* (*Full-Size Frequency Converter, FSFC*). La sperimentazione ha dimostrato che è possibile ottimizzare i transitori riducendo di 10 volte i danni legati alla fase di avviamento della turbina. In Portogallo, le sperimentazioni e le valutazioni numeriche sono state condotte su due impianti caratterizzati da differenti dimensioni (Alto Lindoso ha una potenza di 630 MW mentre Caniçada di 70 MW); gli studi hanno dimostrato che il passaggio a turbine a velocità variabile raddoppia approssimativamente la capacità di ripristino della frequenza di rete. Infine, nell'impianto ad acqua fluente di Vogelgrun (Francia), con una potenza di 142 MW e dotato di turbine Kaplan, è stata sperimentata l'ibridazione mediante batterie. I risultati hanno mostrato un più rapido contenimento della frequenza, passato da 300 a soli 30 secondi, e un risparmio del 40% in termini di usura dei componenti meccanici. L'obiettivo finale del progetto sarà la pubblicazione di raccomandazioni per facilitare l'implementazione di queste tecnologie a livello europeo.

Per incrementare la flessibilità degli impianti idroelettrici, il progetto Hydroflex, concluso ad aprile 2022, ha lavorato su due fronti: il miglioramento delle prestazioni del macchinario idraulico e di quello elettrico. Nel primo caso è stata sviluppata una nuova turbina Francis, a velocità variabile, che consente velocità di rampa elevate e circa 30 avvii/arresti al giorno senza incidere in modo significativo sull'effi-

cienza e sulla durabilità delle componenti meccaniche. Nel secondo caso è stato sviluppato un nuovo concetto di rotore, dotato di un sistema di magnetizzazione a corrente controllata, ed è stato implementato un sistema di controllo che consente di ottimizzare le prestazioni del convertitore di frequenza ad alta potenza e della magnetizzazione del rotore sia durante le fasi di avvio della turbina o della pompa sia durante la generazione. Il progetto non ha toccato solo aspetti tecnologici ma ha ampliato la sua visione trattando anche temi ambientali e sociali. Per mitigare gli impatti ambientali associati a un esercizio flessibile degli impianti, il progetto ha proposto la tecnologia *Air Cushion Underground Reservoir* (ACUR) come possibile soluzione per ridurre i fenomeni di *hydropeaking*. Per sensibilizzare l'opinione pubblica sul nuovo ruolo che il settore idroelettrico è chiamato a svolgere nel processo di decarbonizzazione e per sondare il consenso dei cittadini nei riguardi delle nuove soluzioni proposte, sono stati promossi sondaggi, interviste alle singole persone, azioni di comunicazione e informazione.

Se teniamo conto di altri sistemi di accumulo rispetto a quello idroelettrico, possiamo affermare che non esista una tecnologia che presenti tutte le caratteristiche necessarie per garantire la stabilità della rete e la fornitura di ogni tipo di servizio di regolazione. Alcune tecnologie offrono le necessarie prestazioni in termini di capacità di accumulo e di disponibilità di potenza, altre forniscono tempistiche di risposta e tipologie di servizi di regolazione più ampie e diversificate.

La mancanza di un'unica tecnologia in grado di risolvere le problematiche della rete ha portato negli anni all'idea di ibridare tra loro i sistemi di generazione e accumulo dell'energia al fine di sfruttare e ottimizzare le potenzialità dei singoli impianti in una configurazione ibrida capace di soddisfare tutte le esigenze di regolazione della rete. L'ibridazione di impianti convenzionali (termoelettrici, idroelettrici ecc.) e a fonti energetiche rinnovabili (FER) variabili (fotovoltaico, eolico) con tecnologie per l'accumulo dell'energia è stata oggetto negli ultimi anni di numerosi studi [66] [67].

Da qui è nato il concetto di *Virtual Power Plant* (VPP), cioè di un impianto virtuale che può combinare sistemi di generazione, assorbimento e accumulo dell'energia distribuiti e connessi a diversi livelli

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

di tensione e che operi rispetto alla rete come entità unica⁹.

I primi esempi di VPP risalgono a vent'anni fa e avevano come obiettivo principale quello di garantire una partecipazione attiva al mercato da parte delle piccole risorse energetiche [68] [69]. L'aggregazione di tali risorse in un VPP non solo garantisce una loro partecipazione attiva, ma anche una maggiore capacità di acquisto/vendita (quindi anche di contrattazione) sul mercato all'aumentare delle dimensioni del VPP [70]. Altri motivi che spingono verso l'aggregazione riguardano la possibilità di fornire servizi ancillari alla rete che, altrimenti, non sarebbero disponibili con una gestione individuale degli impianti [69] [71] [72].

In tutti gli studi di letteratura, i sistemi di accumulo idroelettrico, operanti individualmente in un sistema energetico o in modo aggregato in un VPP, sono stati modellati in modo semplificato, considerando i limiti di capacità e potenza e, in alcuni casi, i vincoli di massima potenza in salita e in discesa, senza tuttavia entrare nei dettagli del funzionamento di una centrale idroelettrica di pompaggio. Nello studio documentato in [73] [74] si è inteso rimuovere questa semplificazione, come descritto nel seguito.

5.1.1

Caso studio: ibridazione di un impianto di pompaggio con sistemi di accumulo elettrochimico e volani

Per migliorare la flessibilità della rete elettrica del futuro, RSE ha condotto uno studio sull'ibridazione delle centrali idroelettriche accoppiando a un impianto idroelettrico di generazione e pompaggio convenzionale (PHS) un sistema di accumulo elettrochimico (*Battery*

⁹ Con riferimento alla definizione introdotta nel Progetto FENIX (*Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected "energy evolution"*) un VPP può essere di due tipologie: commerciale e tecnica. La prima fa riferimento a una aggregazione, senza tener conto della localizzazione geografica degli impianti, di profili di scambio di diverse risorse che costituiscono un portafoglio; la seconda tipologia è come quella commerciale ma l'aggregazione tiene conto della localizzazione geografica dei singoli impianti (e quindi degli eventuali vincoli di rete), prescrivendo che tutti gli impianti siano all'interno di uno stesso perimetro geografico. Nel sistema italiano esempi di VPP tecnici possono essere considerate le Unità Virtuali Abilitate (UVA) introdotte come Progetti Pilota ai sensi della deliberazione n. 300/2017/R/eel [291]; tali UVA possono partecipare alla fornitura di servizi di regolazione tramite risorse localizzate all'interno di un perimetro geografico di aggregazione tale da non compromettere la sicurezza del sistema di trasmissione e distribuzione.

Energy Storage System, BESS) e un sistema di volani (*Flywheel Energy Storage System*, FESS) [73] [74]. Tale ibridazione ha lo scopo di aumentare la flessibilità di funzionamento dell'impianto di pompaggio grazie a nuovi assetti, unendo la disponibilità di potenza elevata e per lunga durata dell'idroelettrico convenzionale alla rapidità di risposta delle altre due tecnologie di accumulo.

È stato quindi sviluppato, e implementato in ambiente *MATLAB-Simulink*®, un modello dinamico di impianto ibrido, comprensivo anche del sistema di controllo. In particolare, la capacità di regolazione della frequenza da parte dell'impianto è stata analizzata considerando diverse configurazioni ibride, ossia diverse combinazioni di accoppiamento di PHS, BESS e FESS, anche in termini di taglia di potenza, e diverse strategie di controllo. L'idea è l'identificazione dell'assetto di ibridazione economicamente ottimale, nel rispetto dei requisiti di fornitura della regolazione. Lo studio è stato condotto avvalendosi della collaborazione dell'Università di Padova (Dipartimento di Ingegneria Industriale) [75] [76].

5.1.1.1

Servizi di regolazione richiesti all'impianto e strategie di controllo

La capacità dell'impianto ibrido di partecipare al controllo del sistema elettrico nazionale è stata simulata considerando in particolare due servizi di regolazione della frequenza: la regolazione primaria, per un'azione di contenimento della deviazione transitoria di frequenza a fronte di un evento di perturbazione in rete, e la regolazione secondaria, per un'azione di ripristino della frequenza al valore di regime pre-evento¹⁰. Il sistema di controllo dell'impianto ibrido è stato implementato con due strategie di intervento (o di coordinamento) dei diversi componenti di ibridazione durante la fornitura dei servizi di regolazione richiesti, strategie denominate *Hydro Recharge* (HR) e *Frequency Split* (FS) [77] e descritte nel seguito con riferimento alla configurazione ibrida completa PHS + BESS + FESS.

La prima strategia prevede che il servizio di regolazione della frequenza sia effettuato con priorità dalle tecnologie ibridanti, mantenendo, per quanto possibile, in condizioni invariate il *setpoint* di potenza del PHS per limitarne l'usura dovuta a sforzi elettromeccanici. Più precisa-

¹⁰ Il codice di rete europeo elaborato in ambito ENTSO-E (associazione dei TSO europei) identifica i servizi di regolazione primaria e secondaria come *Frequency Containment Process* e *Frequency Restoration Process*.

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

mente, essa prevede un funzionamento gerarchico: all'impianto PHS è assegnato il solo onere della ricarica del BESS (da cui il nome stesso "*Hydro Recharge*"), mentre al BESS e al FESS è assegnata la funzione di regolazione, ma con il BESS che ha anche il compito di ricaricare il FESS. Il PHS deve, tuttavia, variare il proprio *setpoint* di potenza con la rete all'occorrere di due condizioni: i) in caso di forte squilibrio di potenza attiva nel sistema, tale per cui la sola potenza regolante fornita dall'insieme BESS + FESS sia non sufficiente; ii) nel caso in cui lo stato di carica (*State Of Charge*, SOC) del BESS/FESS sia tale da superare i valori di soglia che attivano la carica o scarica del dispositivo, facendo quindi intervenire a tale scopo il PHS/BESS rispettivamente.

La seconda strategia prevede, invece, che la regolazione di frequenza sia effettuata da tutto l'impianto ibrido, ossia dall'insieme PHS + BESS + FESS. La ripartizione dell'onere di regolazione tra i diversi componenti di ibridazione avviene in base alla loro diversa rapidità di intervento in risposta al segnale di perturbazione rilevato in rete; in particolare, i componenti BESS e FESS sono in grado di fornire una variazione di potenza "rapida" (o quasi istantanea), mentre il PHS una variazione di potenza più "lenta". L'intervento differenziato dei singoli componenti di ibridazione è gestito con una logica basata su filtri passa-basso che separano il segnale di disturbo rilevato in rete in componenti "rapide" e "lente". Il controllo del SOC è invece gestito allo stesso modo della strategia HR.

5.1.1.2

Modello dell'impianto e caso studio

Il modello di PHS è stato realizzato facendo riferimento alle caratteristiche tecniche di un caso studio di impianto idroelettrico reversibile di generazione e pompaggio marino, situato in Sardegna nella località di Foxi Murdegu (NU). In particolare, le caratteristiche del PHS, quali la taglia in potenza di 127 MW, sono state determinate nell'ambito di studi RSE svolti in precedenti attività di Ricerca di Sistema [78] [79] [80]. Il dimensionamento del BESS e del FESS è stato effettuato sulla base delle caratteristiche del PHS e dei principali requisiti tecnici richiesti agli impianti convenzionali da parte del gestore di rete Terna per l'abilitazione alla fornitura della regolazione primaria e secondaria di frequenza. Come valori del rapporto tra energia nominale e potenza nominale, si sono scelti 1 ora per il BESS e circa 3 minuti per il FESS.

Il modello dinamico dell'impianto PHS è stato costruito adottando:

- i. una descrizione delle condotte forzate che considera gli effetti dinamici della colonna d'acqua (onde di pressione) al loro interno;

- ii. un modello di pompa-turbina a giri variabili i cui parametri relativi alle caratteristiche costruttive sono state calibrate a partire da misure sperimentali su un prototipo;
- iii. un modello di generatore elettrico di tipo *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG).

Il modello dinamico del BESS è stato costruito assumendo l'ipotesi che i processi chimici interni alle celle siano quasi istantanei, o meglio che abbiano una dinamica molto più rapida dei fenomeni transitori di frequenza in esame, e che pertanto le dinamiche del BESS possano essere descritte con le sole dinamiche della potenza controllata da esso scambiata.

Il modello del FESS è stato realizzato a partire da un modello precedentemente sviluppato dal centro di ricerca CIEMAT di Madrid [81] [82] [83]; in particolare, si è assunto che il modello di un modulo elementare da 25 kW potesse essere opportunamente scalato per rappresentare un insieme di moduli di potenza totale pari a quella nominale desiderata.

5.1.1.3

Valutazione dell'efficacia dell'ibridazione

L'efficacia dell'ibridazione e la bontà delle logiche di controllo proposte sono state valutate in termini di tasso di usura delle parti di impianto ibrido maggiormente interessate da *stress* elettromeccanico ed elettrico; tale usura si riflette poi in un tasso di invecchiamento subito dai singoli componenti di ibridazione nel periodo di funzionamento simulato. Per quanto riguarda il tasso di usura da *stress* elettromeccanico del PHS, il processo di usura (e quindi di invecchiamento) si suppone proporzionale alla distanza percorsa dalle palette distributrici (L_{wg}) e al numero di movimenti che esse compiono (N_{wg}) in un dato periodo di simulazione, secondo quanto descritto in [73]. Per quanto riguarda il tasso di usura da *stress* elettrico del BESS [73], si è adottata una correlazione valida per le batterie agli ioni di litio operanti a 25 °C e che ricava la vita utile consumata a partire dal numero di cicli di carica/scarica (identificati attraverso l'algoritmo *rainflow* [84]), dalla loro profondità e dal loro valore medio di SOC; a questi cicli è stata poi applicata la regola di Miner [85] per la fatica meccanica, che rapporta il numero dei cicli sostenuti al numero totale di cicli sopportabile prima di arrivare a fine vita. L'invecchiamento del FESS è stato invece considerato trascurabile.

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

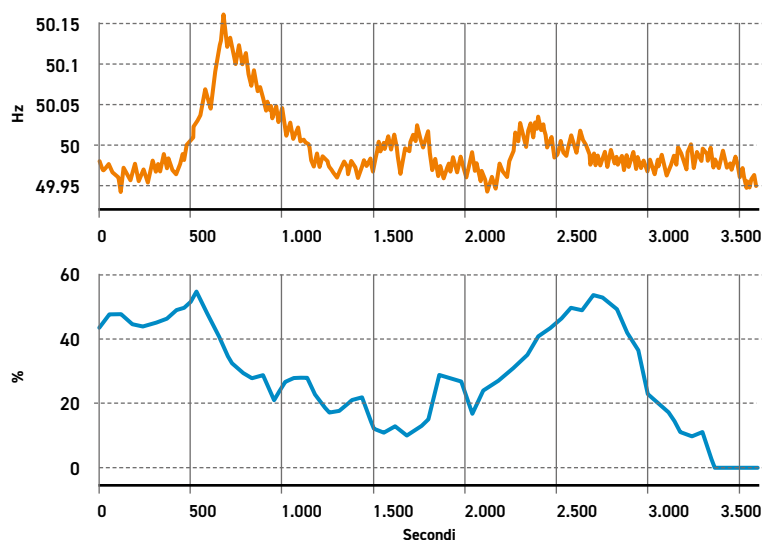
5.1.1.3.1

Simulazioni in anello aperto: risposta dell'impianto ibrido a segnali di perturbazione in rete e valutazione dell'usura

È stata effettuata una serie di simulazioni considerando il sistema di controllo dell'impianto ibrido in anello aperto, ossia assumendo che i regolatori di frequenza dell'impianto ricevessero in ingresso i segnali di perturbazione del sistema elettrico ma la risposta di regolazione dell'impianto fosse senza interazione con il resto del sistema. In particolare, come ingresso ai regolatori sono stati utilizzati dei segnali storici della frequenza di rete, per la regolazione primaria, e di livello, per la regolazione secondaria, come è mostrato in Figura 5.3; tali segnali sono i valori misurati di frequenza di rete e di segnale di livello dell'Italia continentale relativi a un'ora di esercizio di gennaio 2020. Il segnale di livello, fornito dal gestore di rete Terna con periodo di campionamento di un minuto, è stato interpolato linearmente per raggiungere lo stesso numero di istanti di tempo della frequenza di rete, ottenuta da misure¹¹ con campionamento di 20 ms.

FIGURA 5.3

Segnali storici di frequenza di rete (sopra) e di segnale di livello (sotto) utilizzati per le simulazioni in anello aperto.



¹¹ Effettuate direttamente presso RSE in bassa tensione.

Le simulazioni sono state condotte considerando per l'impianto ibrido un totale di 8 possibili configurazioni di ibridazione del PHS con BESS e FESS, compresa la configurazione senza ibridazione (assunta come caso di riferimento). Come illustrato in Tabella 5.1 (a), si considerano diverse combinazioni impiantistiche, con 4 livelli di potenza complessiva dei componenti di ibridazione.

TABELLA 5.1

Simulazioni in anello aperto: (a) potenze ibridanti di BESS (P_b) e FESS (P_f); (b) condizioni iniziali comuni a tutte le simulazioni.

(a)

Potenza ibridante totale	ID configurazione	P_b (MW)	P_f (MW)
0 MW	0	-	-
5 MW	5.b	5	-
	5.f	-	5
10 MW	10.b	10	-
	5.bf	5	5
	10.f	-	10
20 MW	20.b	20	-
	10.bf	10	10
	20.f	-	20

(b)

Condizioni iniziali	
Simbolo	Valore
P_h^0	70 MW
H_g^0	367 m
N_h^0	525 rpm
P_b^0	0 MW
SOC_b^0	50%
P_f^0	0 MW
SOC_f^0	50%
f_{error}^0	0 Hz
$lv1^0$	50%

Le simulazioni considerano l'impianto ibrido nelle condizioni iniziali (all'istante $t = 0$ s) indicate in Tabella 5.1 (b) per le seguenti grandezze: potenza del PHS, BESS e FESS (valori iniziali indicati come $P_{h/b/f}^0$), SOC del BESS e del FESS (valori iniziali indicati come $SOC_{b/f}^0$), livello dell'acqua nel bacino superiore e velocità di rotazione della girante (valori iniziali indicati come H_g^0 e N_h^0 rispettivamente), segnale di errore di frequenza (definito come la differenza tra frequenza e 50 Hz; valore iniziale indicato come f_{error}^0) e segnale di livello¹² (valore iniziale indicato come $lv1^0$).

¹² Si ricorda che esso è espresso in percentuale tra 0 e 100% della banda di regolazione secondaria; il valore 50% significa assenza di richiesta di regolazione secondaria, mentre, assumendo le due semibande simmetriche, i valori 100% e 0% significano rispettivamente richiesta a salire e a scendere di ampiezza pari alla semibanda.

I risultati delle simulazioni, condotte considerando le due strategie di intervento (o di coordinamento) HR e FS dei singoli componenti di ibridazione per la fornitura dei due servizi di regolazione richiesti, hanno mostrato la capacità dell'impianto ibrido, in tutte le configurazioni ipotizzate, di fornire la regolazione secondo i requisiti minimi specificati nel Codice di Rete Terna (Allegato A.15) [86], ottenendo anche dei potenziali benefici sull'usura dei componenti maggiormente stressati (PHS e BESS). Volendo confrontare le due strategie di intervento, per tutti i livelli di potenza complessiva dei componenti di ibridazione, la strategia FS ha mostrato una *performance* migliore. Ad esempio, un'ibridazione con 20 MW di BESS (ID configurazione: 20.b) permette al PHS di ridurre percentualmente, rispetto al caso di riferimento senza ibridazione (ID configurazione: 0), la distanza percorsa dalle palette distributrici (Lwg) e il numero di movimenti delle stesse (Nwg) fino al 40% e 85% rispettivamente; il minor consumo della vita utile (LCb) del BESS, invece, si ottiene con una combinazione di 5 MW di BESS e 5 MW di FESS (ID configurazione: 5.bf).

Di seguito si riporta qualche dettaglio sui risultati dei casi simulati, ricordando che, nella configurazione di riferimento, nel funzionamento in turbinaggio, le palette distributrici percorrono una distanza complessiva Lwg pari a 0.7895 p.u. e compiono un totale di Nwg = 129 movimenti, valori entrambi riferiti al periodo di simulazione di 1 ora. A parità di servizio fornito dall'impianto ibrido, ciascuna delle configurazioni di ibridazione proposte influisce in maniera diversa sull'usura del PHS e del BESS.

Potenza di ibridazione 5 MW

Nel caso di strategia FS, l'ibridazione del PHS con 5 MW di BESS o di FESS permette di ottenere, rispettivamente, una riduzione percentuale della distanza percorsa dalle palette distributrici del 27% o del 19% rispetto alla configurazione di riferimento; un valore ancora più significativo si ottiene in termini di riduzione del numero di movimenti delle palette distributrici, ossia 57% o 68% rispettivamente. Inoltre, volendo confrontare il BESS con il FESS, l'ibridazione con solo FESS mostra una maggiore distanza percorsa ma con un minor numero di movimenti delle palette distributrici rispetto alla configurazione con solo BESS.

Nel caso di strategia HR, si è considerata solo la configurazione PHS+BESS e tale combinazione evidenzia, rispetto a quella di riferimento, un aumento della distanza percorsa dalle palette distributrici e una diminuzione dei movimenti; infatti, l'onere della regolazione è

demandato completamente al BESS, perciò il PHS è chiamato a eseguire meno movimenti (-33% rispetto al caso di riferimento), ma con maggiori variazioni di potenza e maggiore distanza percorsa (+7%) a causa della continua attivazione della procedura di controllo del SOC. L'impatto sul BESS, invece, si riflette in cicli di carica/scarica più ampi di quelli che si hanno con la strategia FS, con un maggiore consumo di vita utile (circa 120 volte il valore ottenuto con la strategia FS).

Potenza di ibridazione 10 MW

In generale, raddoppiando la potenza ibridante, si ottengono risultati migliori per quanto riguarda lo *stress* da usura del PHS.

Nel caso di strategia FS, la configurazione migliore è quella con 10 MW di BESS (ID configurazione: 10.b), con una riduzione (rispetto alla configurazione di riferimento) del 34% della distanza percorsa dalle palette distributrici, rispetto alla riduzione del 32% che si ottiene con 10 MW di FESS (ID configurazione: 10.f), e una riduzione del numero di movimenti del 78% (stesso valore che si ottiene con 10 MW di FESS). Leggermente meno prestante è l'ibridazione mista con BESS e FESS (ID configurazione: 5.bf), con una riduzione della distanza e del numero di movimenti più contenuta (riduzione del 23% e del 77% rispettivamente); tuttavia, tale combinazione permette di dimezzare il consumo di vita utile del BESS rispetto al valore che si ha con la configurazione 5.b.

Nel caso di strategia HR, invece, la configurazione con la migliore *performance* è quella mista (ID configurazione: 5.bf) che, rispetto alla combinazione con 10 MW di BESS (ID configurazione: 10.b), permette di ridurre sia la distanza percorsa che il numero di movimenti del distributore. Tuttavia, l'usura del BESS risulta di due ordini di grandezza superiore a quella ottenuta con la strategia FS (risultato che si ha comunque con tutte le configurazioni).

Potenza di ibridazione 20 MW

Nel caso di strategia FS, l'aggiunta di 20 MW al PHS permette di ottenere miglioramenti più marcati rispetto ai livelli di potenza di ibridazione di 5 MW e 10 MW, sia in termini di riduzione della distanza percorsa che in termini di riduzione del numero di movimenti delle palette del distributore. In particolare, l'ibridazione con 20 MW di BESS (ID configurazione: 20.b) è la scelta migliore, in quanto consente di minimizzare l'usura del PHS (-40% di L_{wg} e -85% di N_{wg} rispetto al caso di riferimento). Tuttavia, si osserva un maggior consumo (quasi il doppio) della vita utile del BESS rispetto all'ibridazione

dazione mista (ID configurazione: 10.bf), perciò l'ibridazione mista sembra il miglior compromesso in termini di usura del PHS e del BESS; infatti, un'equa ripartizione della potenza tra BESS e FESS fa sì che il BESS dedichi meno potenza alla regolazione rispetto all'ibridazione con solo BESS, subendo minori variazioni del SOC e quindi meno consumo di vita utile. Inoltre, nella configurazione mista, la taglia in potenza del FESS è tale da non far attivare il controllo del SOC da parte del PHS.

Per quanto riguarda invece la strategia HR, nessuna delle configurazioni con potenza ibridante 20 MW consente di ottenere prestazioni migliori di quelle con strategia FS.

5.1.1.4

Procedura di ottimizzazione del controllo e della configurazione dell'impianto ibrido

L'analisi delle configurazioni ibridate è stata ampliata introducendo una procedura di ottimizzazione dei parametri di controllo e del dimensionamento dei componenti, per individuare il compromesso migliore tra il maggiore ritorno economico dell'investimento e il minore impatto sulla vita utile dei componenti stessi.

Partendo da un *set* iniziale di configurazioni di ibridazione candidate, la procedura di ottimizzazione si è articolata su due livelli:

- i. ottimizzazione dei parametri di controllo di ogni configurazione candidata, mediante un algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO) [87, 88, 89, 90, 91];
- ii. scelta della configurazione ibridante con il Valore Attuale Netto (VAN), o *Net Present Value* (NPV), massimo.

5.1.1.4.1

Livello i): ottimizzazione dei parametri di controllo

Ci si è riferiti a un periodo di funzionamento annuale (anno-tipo), in cui si è assunto che l'impianto ibrido si trovasse a dover gestire una serie, seppur limitata, di eventi rappresentativi delle possibili perturbazioni, anche rilevanti, della frequenza della rete e del segnale di livello. Tali eventi, con associate le relative probabilità annuali di accadimento, sono stati modellati come coppie di profili orari sintetici di frequenza (contenenti ciascuno un transitorio di sovra- o sotto-frequenza), per alimentare la regolazione primaria, e di segnale di livello, per pilotare la regolazione secondaria; in ciascuna di queste ore-tipo, per il PHS si sono considerate le condizioni di turbinaggio o condizioni di pompaggio.

Come funzione obiettivo da massimizzare, con riferimento all'anno-tipo, si è adottato il profitto (ricavi meno costi) proveniente dalla fornitura della regolazione primaria e secondaria, decurtato dei costi variabili di esercizio e manutenzione (*Operation & Maintenance*, O&M) per ciascuna tecnologia (H/B/F), che sono legati all'energia movimentata durante la regolazione, dei costi associati al consumo di vita di BESS e FESS e dei costi dovuti alle rampe di potenza del PHS.

Le variabili di decisione considerate sono quelle riportate in Tabella 5.2 [74]. Nel caso più generale, ossia per una configurazione HBF (PHS + BESS + FESS), le variabili di decisione sono 10 e raggruppabili nel seguente modo: costanti di tempo dei filtri usati per separare le componenti lente e veloci del segnale di disturbo rilevato in rete (filtri passa-basso); limiti inferiore e superiore del SOC del BESS e del FESS (cioè i valori minimo e massimo del SOC per cui si attiva il processo di carica-scarica per controllare il SOC del componente); margini di ripristino rispetto a tali limiti (ossia l'ampiezza della banda di SOC che, una volta recuperata, disattiva il controllo del SOC: in altre parole, il controllo del SOC viene disattivato quando il SOC torna a $SOC_{low} + \Delta SOC$ o a $SOC_{high} - \Delta SOC$); due parametri che descrivono la quantità di potenza (in termini di frazione della potenza nominale del BESS e del FESS rispettivamente) che il PHS impiega per il controllo del SOC rispettivamente del BESS e del FESS. Nel caso di configurazioni HB (PHS + BESS) o HF (PHS + FESS), invece, il numero delle variabili decisionali si riduce a 5.

Per quanto riguarda le condizioni iniziali dell'impianto ibrido nelle ore-tipo, in modalità turbina la girante è stata posta alla velocità di rotazione nominale (525 rpm), a cui corrisponde una potenza erogata di 70 MW, mentre in modalità pompa la potenza del PHS è stata impostata a 110 MW, un valore che, per le condizioni idrauliche considerate, corrisponde alla velocità di rotazione nominale della girante (in modalità pompaggio la velocità della girante non è definita a priori [73]). La quota geodetica iniziale dell'acqua nel bacino superiore e gli stati di carica iniziali del BESS e del FESS sono stati assunti, rispettivamente, come $H_g^0 = 367$ m, $SOC_b^0 = SOC_f^0 = 50\%$, come nelle simulazioni descritte precedentemente.

La remunerazione dei due servizi di regolazione effettuati avviene in base alla relativa energia scambiata. I prezzi amministrati dell'energia scambiata per regolazione primaria sono definiti in base alle indicazioni delle delibere dell'Autorità regolatoria (Deliberazione n. 231/2013/R/eel [92], Deliberazione n. 66/2014/R/eel [93]) e delle disposizioni del Codice di rete Terna (Allegato A.73 [94]). Tali prezzi

unitari, distinti per servizio a salire (o *upward*, corrispondente a un aumento dell'immissione in rete o a una diminuzione del prelievo da rete) e a scendere (o *downward*, corrispondente a una riduzione dell'immissione o a un aumento del prelievo), sono definiti a partire dal prezzo orario di scambio in vendita dell'energia sul mercato a pronti, più precisamente sul Mercato del Giorno Prima (MGP), nell'anno di interesse e nella zona di mercato considerata, e corretto con due costanti annue determinate da Terna sulla base dei prezzi zonali medi annui di vendita sul MGP e del prezzo medio ponderato annuo delle offerte accettate sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) per lo scambio del prodotto di Riserva Secondaria (RS) realizzati nell'anno prima di quello di interesse. Nel presente lavoro, per semplicità, per l'anno di interesse (anno-tipo considerato per le simulazioni) si è assunto un prezzo MGP costante e pari al prezzo medio annuale dei prezzi zonali orari in vendita realizzati nella zona Sardegna nell'anno 2019 (51,80 €/MWh), mentre i valori delle costanti correttive sono quelli per l'anno 2019, calcolati sulla base dei dati di MGP e di MSD (per RS) per l'anno 2018. Pertanto, per l'anno di interesse si è assunto un prezzo unitario di remunerazione del servizio di regolazione primaria di frequenza pari a $(51,80 + 23,59)$ €/MWh per la regolazione a salire e a $(51,80 - 18,18)$ €/MWh per la regolazione a scendere.

Per quanto riguarda i prezzi unitari per il servizio di regolazione secondaria, invece, si è fatto riferimento al meccanismo di offerta e di accettazione applicato al singolo impianto: le offerte sono presentate su base oraria sul MSD mentre l'accettazione sul Mercato di Bilanciamento (MB) per la gestione nel tempo reale avviene su base quattoraria con regola di prezzo "*pay as bid*", ossia al prezzo offerto. Nello studio, i prezzi degli scambi di energia per la regolazione secondaria a salire e a scendere sono stati assunti costanti durante tutto il periodo di riferimento e pari, rispettivamente, a 87,25 €/MWh e 59,34 €/MWh, valori medi annui del 2019 in Sardegna.

Infine, i costi unitari variabili delle diverse tecnologie sono indicati in Tabella 5.3 [95, 96].

Le configurazioni candidate e i limiti superiori delle costanti di tempo dei relativi filtri passa-basso sono quelli elencati in Tabella 5.4. Inoltre, per ciascuna combinazione di potenze di BESS e FESS, i limiti delle costanti di tempo sono stati scelti in maniera tale che, a fronte di un segnale di variazione della frequenza a gradino di ampiezza pari a 500 mHz (indicata da Terna come la massima perturbazione di frequenza ammissibile in condizioni operative normali per

la Sardegna [86]), la risposta dell'impianto ibrido arrivasse a regime in 30 s, rispettando così i requisiti di attivazione di fornitura della regolazione primaria di frequenza (erogazione del 50% della potenza regolante entro 15 s dall'inizio dell'evento perturbante e del 100% entro 30 s) [86].

TABELLA 5.2

Variabili di decisione del problema di ottimizzazione del livello i) della procedura, loro unità di misura, configurazioni d'impianto nelle quali compaiono, e limiti inferiore (LB) e superiore (UB), rispettivamente. I campi contrassegnati con (*) dipendono dalla configurazione.

Simbolo	Unità di misura	Configurazione/i	LB	UB
$T_{ip/H}$	s	HB-HF-HBF	0	(*)
$T_{ip/B}$	s	HBF	0	(*)
CI_b	%	HB-HBF	10	100
SOC^b_{low}	%	HB-HBF	10	70
SOC^b_{high}	%	HB-HBF	10	90
ΔSOC^b	%	HB-HBF	5	50
CI_f	%	HF-HBF	10	100
SOC^f_{low}	%	HF-HBF	10	70
SOC^f_{high}	%	HF-HBF	30	90
ΔSOC^f	%	HF-HBF	5	45

TABELLA 5.3

Principali parametri economici “tecnologici” in input al livello i) dell'ottimizzazione.

Parametro	Componente	Valore
Costi unitari OM variabili	PHS	0,215 c€/MWh
	BESS	25,8 c€/MWh
	FESS	25,8 c€/MWh
Costi 42nitary rampe	PHS	6,00 €/ (MW/s)
Costi 42nitary sostituzione/riparazione	BESS	162,54 €/kWh
	FESS	516,00 €/kW

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

TABELLA 5.4

Configurazioni di input per l'ottimizzatore: potenza nominale di BESS e FESS e limiti superiori per le costanti di tempo dei filtri passa-basso nelle logiche di controllo.

P_b (MW)	P_f (MW)	T_{ipbH} (s)	T_{ipbB} (s)
5	0	11	-
10	0	22	-
20	0	45	-
25	0	60	-
30	0	100	-
10	5	31	12
15	5	43	14
20	5	64	13
25	5	95	12
24	1	67	9
23	2	67	9
22	3	67	11
21	4	65	11

5.1.1.4.2

Livello ii): scelta della configurazione ottima

Una volta ricavati i valori ottimi dei parametri di controllo per l'insieme di configurazioni ibride candidate, si ha il secondo livello di ottimizzazione: si calcola il VAN di ciascuna ibridazione candidata e si sceglie quella con il VAN più alto.

Preliminarmente, si osserva che l'ibridazione con BESS e/o FESS rende l'impianto capace di effettuare variazioni ultra-rapide di potenza, in linea ad esempio con i requisiti tecnici per il servizio di *Fast Reserve* (FR) introdotto da Terna con l'omonimo progetto pilota [97] [98]: attivazione entro 300 ms dall'inizio della perturbazione e fornitura entro 1 s del 100% della variazione di potenza richiesta. Pertanto, nel calcolo del VAN si è ipotizzato che l'impianto ibrido potesse accedere a una remunerazione (annuale) aggiuntiva in potenza, proporzionale alla potenza nominale del BESS e/o del FESS. Tale remunerazione sarebbe quindi simile a quella per il progetto pilota, che è proporzionale alla potenza messa a disposizione per il servizio FR; in particolare, tale potenza deve inoltre essere non inferiore a 5 MW e non superiore a 25 MW.

In sintesi, il VAN tiene conto dei costi di investimento di BESS e FESS, dei costi fissi annuali di O&M, del profitto annuale di esercizio ottimizzato ottenuto dal livello i) e del ricavo legato alla remunerazione annuale in potenza considerata, oltre che degli anni stimati di durata dell'investimento e del tasso di sconto. In Tabella 5.5 sono raccolti i principali dati adottati; per la remunerazione in potenza, si è assunto un premio di 61.016 €/MW/anno, pari alla media ponderata dei premi assegnati in Sardegna nell'asta per FR svoltasi a dicembre 2020.

Si osserva che nel VAN sono presenti i costi della configurazione indipendenti dal controllo (ad esempio i costi di investimento). Tali costi non sono stati inseriti direttamente nella funzione obiettivo del livello i) di ottimizzazione, proprio in quanto indipendenti dal controllo.

Così come i ricavi, le voci di costo sono assunte proporzionali alle potenze installate per singola tecnologia. I costi di investimento e i costi di O&M fissi non includono però quelli del PHS: si suppone infatti che questo venga realizzato in ogni caso e che pertanto tali costi non siano imputabili all'ibridazione.

TABELLA 5.5

Principali parametri economici di input per il livello ii) dell'ottimizzazione.

Parametro	Componente	Valore
Costi unitari di investimento	BESS	311,32 €/kWh
	FESS	928,80 €/kW
Costi unitari di OM fissi	PHS	13,67 €/kW
	BESS	6,88 €/kW
	FESS	4,82 €/kW
Tasso di sconto		8%
Durata investimento		20 anni

5.1.1.4.3

Risultati della procedura di ottimizzazione

I risultati della procedura di ottimizzazione applicata al set considerato di configurazioni candidate di impianto ibrido per un esercizio nell'anno-tipo hanno mostrato che la configurazione migliore di ibridazione è l'accoppiamento del PHS con 25 MW di BESS, senza FESS e con una strategia di intervento dei singoli componenti di tipo

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

FS. Tale configurazione consente di realizzare un profitto annuo di esercizio (funzione obiettivo ottimizzata) di circa 728 k€ e un VAN di circa 12,6 M€ in 20 anni, a fronte di un costo d'investimento di circa 7,8 M€ (i valori ottenuti si possono confrontare con quelli relativi all'impianto non ibridato: profitto annuo di esercizio pari a circa 541 k€ e VAN pari a circa 5,6 M€). Taglie di potenza inferiori non consentirebbero di sfruttare appieno la remunerazione per la regolazione secondaria, e taglie superiori comporterebbero costi aggiuntivi che non sarebbero adeguatamente compensati. Inoltre, l'eventuale aggiunta di un FESS graverebbe solo sui costi di investimento (i costi dei FESS sono molto elevati).

Nella scelta della migliore configurazione, il controllo del SOC ha un impatto rilevante sui ricavi per il BESS, dovuto ai costi associati alle rampe di potenza richieste al PHS, mentre la gestione del SOC del FESS ha poca rilevanza, date le minori potenze in gioco.

I parametri di controllo della configurazione ottima individuata dalla procedura di ottimizzazione sono riportati in Tabella 5.6.

TABELLA 5.6

Valori in output delle variabili di decisione per l'ibridazione ottima (cioè con VAN massimo); i parametri di controllo del FESS non compaiono, in quanto il FESS non risulta presente nella configurazione impiantistica ibridata ottima.

Pb (MW)	Pf (MW)	Strategia di controllo	$T_{ip/H}$ (s)	CI_b (%)	SOC_{low}^b (%)	SOC_{high}^b (%)	ΔSOC^b (%)
25	0	FS	60,00	75	20	89	5

5.1.1.4.4

Simulazioni in anello chiuso: risposta dell'impianto ibrido a una perturbazione in rete

Il modello dell'impianto di Foxi Murdegù, ibridato e non, è stato inserito in un modello di rete equivalente mono-sbarra rappresentativo del sistema della Sardegna. In questo modo è stato possibile simulare la risposta dell'impianto in regolazione di frequenza in anello chiuso, evidenziando quindi la sua interazione con il resto del sistema. In particolare, la risposta transitoria dell'impianto è stata simulata considerando alcuni eventi di forte intensità (eventi di perturbazione rilevanti), quali la perdita di un impianto di generazione o di uno dei poli del cavo sottomarino DC SA.PE.I. di collegamento

Sardegna-penisola italiana, perdita che genera rispettivamente una sotto- o una sovra-frequenza. Sono stati analizzati tre casi:

1. impianto non ibridato;
2. impianto ibridato con la configurazione ottima e controllo ottimizzato;
3. impianto ibridato con la configurazione ottima e massima rapidità di risposta.

Nel caso 2. (detto nel seguito “controllo ottimizzato”) i parametri di controllo sono quelli risultanti dal processo di ottimizzazione. Nel caso 3. (detto nel seguito “controllo veloce”) essi sono stati assegnati come i precedenti ma con le costanti di tempo dei filtri passa-basso poste pari a zero, per arrivare a prestazioni più spinte in termini di velocità di risposta.

I risultati delle simulazioni hanno mostrato che l'impianto idroelettrico ibridato può contribuire ad aumentare la capacità di regolazione del sistema sardo, offrendo un contributo nel contenimento dell'errore di frequenza (ad esempio nel contenimento dell'ampiezza massima della deviazione transitoria) e nel ripristino al valore nominale della frequenza di rete.

In particolare, le deviazioni transitorie della frequenza di rete sono contenute più efficacemente dall'impianto ibrido sia in caso di sovra-frequenza sia in caso di sotto-frequenza. Inoltre, l'impianto ibridato con “controllo veloce”, rispetto a quello con “controllo ottimizzato”, consente variazioni di potenza più veloci e quindi fornisce un effetto leggermente maggiore in termini di contenimento della massima deviazione di frequenza. Il controllo ottimo offre benefici dal punto di vista dell'impianto, evitando che la parte idroelettrica dell'impianto risenta delle onde di pressione legate a un cambiamento repentino del *setpoint* di potenza, e permettendo all'impianto di effettuare la regolazione senza violare i limiti tecnici dell'impianto se questo funziona in un punto operativo vicino a uno degli estremi della velocità di rotazione (massima o minima).

Si osserva, infine, che nel modello della rete sarda sono presenti anche azioni di regolazione della frequenza da parte delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP):

- i. una di tipo inerziale a salire da parte dell'eolico [99], basata su un effetto derivativo dell'errore di frequenza e con parametri assegnati in modo tale da avere, come suggerito dal Codice di Rete, Al-

legato A.17 [100], una massima variazione di potenza pari a circa il 6% della potenza nominale disponibile (che è la somma delle potenze nominali degli aerogeneratori disponibili nell'intervallo temporale in cui si ha l'evento);

- ii. una modulazione a scendere da parte dell'eolico e anche del fotovoltaico di alta e media tensione, con massimo gradiente prestabilito, in accordo con le indicazioni del Codice di Rete (si vedano l'Allegato A.17 [100], l'Allegato A.68 [101] e l'Allegato A.70 [102]).

Tali azioni da un lato riducono l'errore massimo di frequenza (in sotto/sovra-frequenza), ma dall'altro introducono la necessità di prolungare la regolazione oltre l'azione di contrasto della perturbazione iniziale della frequenza, per via della riaccelerazione delle pale eoliche nel caso della regolazione inerziale dell'eolico, e all'unidirezionalità della regolazione a scendere assunta per le rinnovabili in caso di sovrappotenza. In questo contesto, l'impianto idroelettrico di pompaggio marino di Foxi Murdegu, opportunamente ibridato, è in grado di mitigare anche le deviazioni di frequenza indesiderate conseguenti alla fornitura di servizi di regolazione da parte degli impianti FRNP.

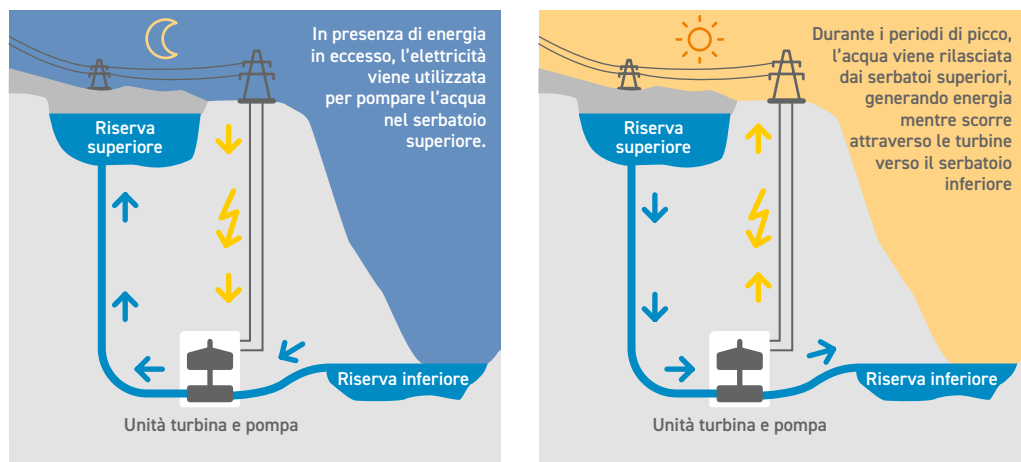
5.2

CAPACITÀ DI ACCUMULO: IMPIANTI DI POMPAGGIO

Gli impianti di pompaggio sono del tutto simili ai tradizionali impianti idroelettrici a deflusso regolato che permettono di modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale, rispetto a quello del deflusso naturale dei corsi d'acqua, grazie alle capacità di invaso del serbatoio o bacino di monte. Il loro funzionamento si basa sostanzialmente sulla possibilità di generare un flusso ciclico d'acqua tra due invasi, posti a quote differenti, caratterizzato da due possibili fasi di esercizio: una di generazione e l'altra di pompaggio (Figura 5.4).

FIGURA 5.4

Schema di funzionamento di un impianto di pompaggio idroelettrico
[Fonte U.S. Department of Energy].



Tradizionalmente, durante i periodi "off-peak" si utilizza l'energia a basso costo fornita dalla rete per pompare con turbine reversibili a giri variabili l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore. Nei periodi di picco della domanda l'acqua viene, quindi, convogliata verso le turbine per produrre energia, collocabile sul mercato a prezzi elevati. Negli ultimi periodi, a seguito della riduzione della convenienza della vendita di energia nei mercati del giorno prima e infragiornalieri, i sistemi di pompaggio partecipano attivamente ai cosiddetti "servizi ancillari", con la fornitura di servizi di rete e la vendita e l'acquisto dell'energia in mercati dei servizi, contribuendo in tal modo ad aumentare la flessibilità del sistema, anche su diverse scale temporali, essenziale per integrare quote crescenti di produzione da fonti rinnovabili variabili e garantire nel contempo l'adeguatezza della rete elettrica. Il processo di transizione verde e le modifiche dei prezzi di mercato hanno determinato l'esigenza di nuove disponibilità di accumulo attraverso la costruzione di nuovi impianti e/o il potenziamento di quelli esistenti, confermata dagli attuali piani energetici nazionali ed europei [39] [38] [49] [103].

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

5.2.1

Utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti

5.2.1.1

Evoluzione della capacità produttiva

Gli impianti idroelettrici di pompaggio sono una parte importante del mix tecnologico del parco produttivo italiano. Lo sviluppo di tale capacità produttiva è da ricondurre quasi interamente a ENEL durante il periodo di monopolio (Figura 5.5). Fin dagli inizi, l'ente monopolista utilizzava i sistemi di accumulo sia per la copertura della domanda (integrazione della generazione di base, copertura delle ore di punta di carico) sia per fronteggiare il fabbisogno di riserva (rotante, fredda)^{13 14} [104] [105]. Nel 1972, in aggiunta ai circa 2.800 MW di nuova potenza da pompaggio già programmati e/o in fase di realizzazione nel 1971 e ai circa 1.000 MW esistenti, ENEL programmò la realizzazione di ulteriori 2.500 MW di pompaggio per arrivare a contribuire in maniera significativa alla copertura della domanda del 1979 negli intervalli di massimo prelievo (punta prevista di 50,8 GW più circa 8 GW di potenza per riserva fredda e rotante) [106]. In pratica, il piano di investimento di ENEL dei primi anni '70 consentì di realizzare circa 7 GW di impianti di pompaggio entro il 1999, coprendo in tale anno quasi interamente la potenza installata di impianti di tale tipo; tale risultato fu raggiunto nonostante alcuni ritardi incontrati nella realizzazione degli impianti, a causa principalmente di blocchi autorizzativi nel periodo 1976-1982¹⁵ [107].

Nel 1999, anno di avvio del processo di liberalizzazione del settore elettrico, il monopolista ENEL deteneva circa il 78% della capacità

¹³ Nel 1965, oltre al completamento di un nuovo impianto di pompaggio da 54 MW, risultavano in corso di realizzazione altri 6 impianti della stessa tipologia per una potenza complessiva poco più di 800 MW; inoltre, nello stesso anno ENEL iniziò a programmare per la copertura della domanda previsionale 1972-1975 ulteriori 800 MW (fino a un massimo di 2.000 MW). In particolare, a fronte di un carico previsionale alla punta sulla rete ENEL di 26,1 GW, 2,6 GW circa di potenza addizionale andavano allocati per la quota di riserva fredda (non già sincronizzata) e rotante (già sincronizzata), quota che era valutata con un metodo statistico probabilistico.

¹⁴ Nel 1971 il dato di potenza aggiuntiva per riserva fredda e rotante risultava ulteriormente aumentato a 7,7 GW per un carico previsionale al 1978 di 41,2 GW (punta invernale).

¹⁵ L'attività cantieristica di ENEL riprese solo nel 1983 potendo così nel 1985 dar luogo a una capacità produttiva in corso di realizzazione stimabile in 10 GW, più altri 4,5 GW di potenza con avvio di richiesta progettuale; tale nuova capacità produttiva riguardava principalmente lo sviluppo del parco termoelettrico fossile, dopo l'abbandono della tecnologia termonucleare (1986-1987) e il totale sfruttamento delle risorse idroelettriche economicamente accessibili (rilevazione ENEL nel 1972).

produttiva lorda nazionale (più precisamente, su 76,2 GW di capacità produttiva nazionale, ENEL deteneva l'82,2% della capacità produttiva idroelettrica e il 76,7% di quella termoelettrica, inclusa la parte geotermica di 621 MW). Addirittura, nel comparto degli impianti di accumulo il controllo del monopolista era pressoché totale (99,6%) con una potenza lorda stimata in circa 7 GW.

Il processo di liberalizzazione avviato ai sensi del D.lgs. 79/99 del 16 marzo 1999 (in vigore dal 1° aprile 1999) [108] disponeva che dal 1° gennaio 2003 nessun soggetto con attività in produzione o importazione di energia elettrica potesse avere più del 50% dell'energia elettrica nazionale prodotta o importata. Inoltre, entro tale data il monopolista ENEL avrebbe dovuto concludere la cessione/dismissione di almeno 15 GW di capacità produttiva. In accordo con le disposizioni legislative, ENEL cedette 16,1 GW (su 59,4 GW di potenza lorda controllata), suddivise in 3 società o GENCO¹⁶ [109], con una componente termoelettrica dell'88,5%, la restante essendo idroelettrica. Occorre osservare, tuttavia, che su 1,85 GW di potenza idroelettrica ceduta ENEL mantiene tuttora il totale controllo dell'intera capacità da impianti di pompaggio. Si osserva, inoltre, che dagli anni della cessione delle GENCO l'installato da impianti di pompaggio è aumentato di poco più di 300 MW, totalizzando circa 7,3 GW nel 2020 (3,35 GW da pompaggio misto e 3,97 GW da pompaggio puro)¹⁷, quasi interamente sotto il controllo dell'ex-monopolista. La consistenza di tale comparto produttivo rappresenta oggi circa il 32% dell'installato lordo idroelettrico (23 GW nel 2020) e circa il 6,2% dell'intero installato lordo nazionale (120 GW nel 2020).

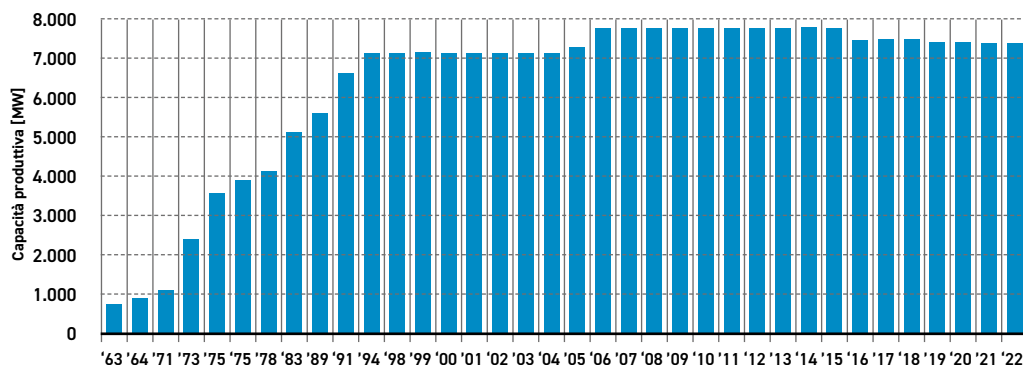
¹⁶ Si trattava delle tre GENCO EUOROGEN (7,5 GW), ELETTROROGEN (5,6 GW) e INTERPOWER (3 GW).

¹⁷ Terna distingue gli impianti di pompaggio in base alla capacità di effettuare un ciclo completo di pompaggio. Un impianto effettua un ciclo completo di pompaggio se le pompe e le turbine condividono lo stesso serbatoio inferiore (altrimenti le pompe e le turbine sono situate in due serbatoi distinti e l'impianto è detto di "pompaggio di gronda"). La condivisione dello stesso serbatoio permette all'impianto di effettuare un numero elevato di cicli completi. Inoltre, se nel serbatoio superiore la quantità d'acqua raccolta da apporti naturali è non inferiore al 5% del volume d'acqua turbinata mediamente all'anno, allora l'impianto è detto di "pompaggio misto", altrimenti è detto di "pompaggio puro".

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

FIGURA 5.5

Sviluppo della capacità produttiva da impianti di pompaggio in Italia nel periodo 1963-2022 [Fonte: Dati statistici Terna [40], European Commission [110]].



5.2.1.2

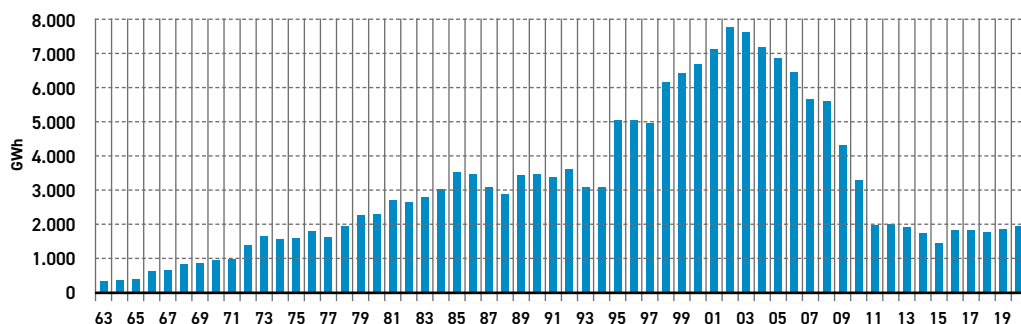
Utilizzo della capacità produttiva

Come evidenziato in Figura 5.6 l'utilizzo degli impianti di pompaggio¹⁸ è andato di pari passo con la crescita della potenza installata; dai circa 300 GWh ottenuti con 700 MW di potenza installata nel 1963 (circa 400 ore equivalenti di funzionamento alla massima potenza) si passò ai circa 5 TWh con 7 GW di installato nel 1995 (circa 700 ore equivalenti di funzionamento alla massima potenza); dal 1995 l'energia prodotta è aumentata ulteriormente a circa 6,75 TWh, corrispondente a quasi 1.000 ore di funzionamento alla piena potenza. Come si osserva in Figura 5.7, l'utilizzo degli impianti di pompaggio è aumentato ulteriormente fino a un massimo di 7,74 TWh nel 2002 (corrispondente a circa 1.100 ore equivalenti di funzionamento alla massima potenza) per poi diminuire progressivamente e stabilizzarsi attorno ai 2 TWh nel periodo 2011-2020 (una media annua di circa 240 ore equivalenti di funzionamento alla massima potenza e con un minimo/massimo di 187/265 ore nel 2015/2020); in pratica, senza variazioni significative nella potenza installata e con una produzione annua compresa tra 1,4 TWh e 2 TWh nel periodo 2011-2020, negli ultimi anni l'utilizzo degli impianti di pompaggio si è ridotto significativamente rispetto al 2002.

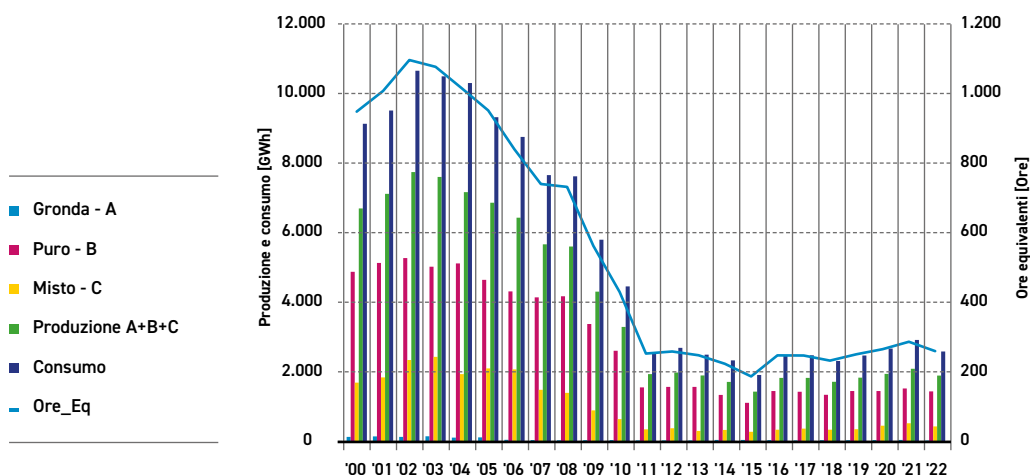
¹⁸ Terna suddivide la produzione idroelettrica in due categorie: produzione da apporti naturali e produzione da apporti di pompaggio. La produzione da apporti di pompaggio fa riferimento alle tre tipologie di impianto di pompaggio: pompaggio di gronda, pompaggio puro e pompaggio misto.

FIGURA 5.6

Andamento della generazione totale da impianti di pompaggio nel periodo 1963-2000 [Fonte: Terna Dati statistici 2000 [40]].

**FIGURA 5.7**

Utilizzo degli impianti di pompaggio nel periodo 2000-2022: andamento della produzione (distinta per impianti di gronda, misti e puri e totale), del pompaggio (totale) e delle ore equivalenti di funzionamento alla massima potenza [Fonte: elaborazione RSE di dati statistici Terna].



5.2.1.3

Partecipazione alla fornitura dei servizi di dispacciamento

Il mantenimento in equilibrio tra generazione e prelievo di potenza dalla rete necessita da parte del sistema elettrico di una sufficiente capacità di regolazione (attitudine a effettuare una variazione

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

sia rapida sia lenta della potenza immessa in rete, a seconda delle esigenze del sistema, e disponibilità di margini entro cui poter effettuare la modulazione di potenza).

Tradizionalmente questa capacità di regolazione, soprattutto per la regolazione della frequenza di rete, che richiede sufficiente riserva di potenza attiva, è resa disponibile dai grandi impianti di produzione programmabili, inclusi gli impianti di pompaggio, come già evidenziato da ENEL nel 1965 per la costituzione della riserva “fredda” (non già sincronizzata) e “rotante” (già sincronizzata)¹⁹ e dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) nel 2000 (all'interno del Codice di Dispacciamento relativo alle unità di pompaggio di interesse nazionale atte a ricostituire una capacità di modulazione del sistema, ossia un margine di riserva a scendere e a salire)²⁰ [111].

In particolare, con riferimento al Codice di Dispacciamento predisposto dal Gestore ai sensi della deliberazione n. 168/2003 del 30 dicembre 2003 [112], le unità di generazione programmabili rilevanti (almeno 10 MVA) e abilitate (ossia rispondenti ai requisiti minimi pre-stazionali richiesti dal TSO) sono ammesse a partecipare al meccani-

19 Si osserva che in regime di monopolio, in cui l'attività di produzione è in capo a un unico produttore-gestore di rete, la disponibilità di riserva per il sistema è individuata internamente dal medesimo unico produttore-gestore, senza evidenziazione esterna del relativo costo di approvvigionamento e di utilizzo. In regime di mercato libero, invece, in cui le attività di produzione, trasporto e distribuzione sono separate, il gestore di rete di trasmissione individua internamente un fabbisogno di riserva per il sistema che deve essere successivamente approvvigionato presso operatori di mercato (p.es. titolari di impianto) che offrono, in cambio di una specifica remunerazione, la capacità di regolazione dei propri impianti come servizio aggiuntivo, ma essenziale, al sistema (c.d. servizio di regolazione/dispacciamento o servizio ausiliario/“ancillare”); la spesa sostenuta dal gestore di rete per l'attività di compravendita dei servizi di regolazione necessari al sistema è poi trasferita sugli utenti della rete (utenti in prelievo) applicando un corrispettivo specifico nella tariffa (bolletta). È opportuno ricordare che, nel 1992, il provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi del 29 aprile 1992 (cosiddetto CIP n.6/92) già introduceva il concetto di vettoriamento e di scambio di energia elettrica da parte di operatori esterni a ENEL, ma senza prevedere un corrispettivo specifico per i servizi di sistema (o “ancillari”) legati a tali movimentazioni di energia aggiuntive rispetto all'energia movimentata da ENEL stesso. Infatti, solo a seguito dell'avvio della liberalizzazione vengono identificati i corrispettivi a copertura dei costi dei servizi di regolazione del sistema (inizialmente indicati come servizi dinamici di regolazione della frequenza, servizi di regolazione della tensione, dispacciamento, misura e riserva di potenza) [354].

20 La versione V.0 pubblicata il 7 luglio 2000 ha avuto validità fino all'entrata in vigore del Testo Integrato di disciplina del dispacciamento approvato con la deliberazione n. 168/2003 del 30 dicembre 2003 [355].

simo delle offerte sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD); nello specifico, come ribadito anche nel Codice di Rete attualmente vigente (2022) [113], le unità di pompaggio abilitate partecipano principalmente alla fornitura dei servizi per la risoluzione delle congestioni a programma, dei servizi di riserva secondaria/terziaria e dei servizi di bilanciamento (attivazione nel tempo reale delle risorse di terziaria).

Come sintetizzato in [114]²¹, gli impianti di pompaggio possono partecipare alla fornitura anche di ulteriori servizi per il dispacciamento che non sono trattati direttamente sul MSD: servizio di riserva reattiva per la regolazione (primaria/secondaria) della tensione, servizio di regolazione primaria della frequenza (ad eccezione degli impianti dotati di turbine Francis reversibili), servizio di emergenza (p.es. alleggerimento del carico, disponibilità al telescatto), servizio di ripristino (incluso il servizio di rifiuto di carico). Infatti, tali servizi sono obbligatori e non remunerati (ad eccezione del servizio di regolazione primaria che ammette un meccanismo opzionale di remunerazione in forma amministrata). Inoltre, occorre ricordare anche il servizio di essenzialità e quello di disponibilità di capacità produttiva (servizio di *Capacity*) che il Gestore contratta al di fuori del MSD presso alcuni impianti idonei, rispettivamente, ad assicurare la sicurezza di funzionamento del sistema e a garantire l'adeguatezza dell'offerta per la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva nei periodi dell'anno e nei giorni definiti critici dal Gestore stesso. Tali servizi sono remunerati secondo termini stabiliti direttamente dall'Autorità regolatoria^{22 23}.

21 Anche se non sono trattati specificatamente nel Codice di Rete, nella lista dei servizi di dispacciamento da parte degli impianti di pompaggio sono compresi anche i contributi stabilizzanti derivanti dall'interazione diretta e istantanea del generatore con la rete durante i regimi transitori (p.es. contributo alla potenza di corto circuito, contributo all'inerzia meccanica).

22 Il servizio di essenzialità è remunerato come meglio specificato nel Testo Integrato di disciplina del dispacciamento approvato con deliberazione n. 168/03 del 30 dicembre 2003 [355], successivamente sostituito dal Testo Integrato approvato con la deliberazione n. 111/06 del 9 giugno 2006 [280].

23 Il servizio di disponibilità di capacità produttiva è remunerato ai sensi del D.lgs. n. 379 del 19 dicembre 2003 [304], secondo un meccanismo transitorio sino al 31 dicembre 2021, stabilito ai sensi della deliberazione n. 48/04 del 27 marzo 2004 [349], e secondo il meccanismo di regime del Capacity Market a partire dal 1° gennaio 2022 [352].

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

5.2.1.4

Servizi e relative modalità di offerta sul MSD

5.2.1.4.1

Servizi scambiabili

In generale, i servizi scambiati sul MSD sono i seguenti:

- Servizio RS (offerta di un prodotto simmetrico di Riserva Secondaria a salire/a scendere);
- Servizi Non-RS:
 - Altri Servizi (offerta di un prodotto non simmetrico declinato in uno o più gradini di potenza a scendere/a salire).
 - Spegnimento (offerta di riduzione dell'immissione a zero).
 - Minimo (offerta di accensione al minimo tecnico).
 - Accensione (disponibilità a effettuare un'accensione in un dato intervallo orario).
 - Cambio Assetto (disponibilità a effettuare un cambio assetto per aumentare la capacità produttiva in un dato intervallo orario).

Gli impianti di pompaggio sono abilitati a presentare offerte per RS e Altri Servizi (gradini di potenza), mentre non sono abilitati a partecipare ai servizi di Minimo, Spegnimento, Accensione e Cambio Assetto, date le caratteristiche sia dei servizi richiesti sia degli impianti idroelettrici stessi (si veda il Capitolo 4 del Codice di Rete, in particolare il Paragrafo 4.3.2.7 [113]).

5.2.1.4.2

Condizioni di offerta

In base al Codice di Rete vigente [113]²⁴, le unità di produzione (inclusi gli impianti di pompaggio) abilitate sul MSD per la compravendita dei servizi per la risoluzione delle congestioni a programma, di riserva (secondaria, terziaria) e di bilanciamento hanno l'obbligo di presentare offerte predefinite sul MSD ex-ante (fase di programmazione di MSD) e facoltà di presentare quotidianamente offerte non predefinite sul MSD ex-ante (fase di programmazione) e sul MB (fase in tempo reale di MSD). Inoltre, a partire dalla metà circa del

²⁴ Si veda, in particolare, il testo del Capitolo 4 (Regole per il Dispacciamento).

gennaio 2021²⁵, hanno l'obbligo di presentare offerte predefinite e facoltà di presentare offerte non predefinite sulla nuova piattaforma GME per la cosiddetta *Replacement Reserve* (RR) [115] [116] [117].

Ogni offerta di prezzo presentata sul MSD e per RR è da intendersi non negativa e, comunque, deve essere compresa nell'intervallo [0, 3.000] euro/MWh²⁶.

In particolare, per ciascun intervallo rilevante (1 ora) e sotto-fase (Sessione) dei due mercati di MSD ex-ante e MSD ex-post (MB), l'offerta per il servizio di RS va presentata con:

- un prezzo in vendita (incremento dell'immissione in rete) entro la semibanda di RS a salire;
- un prezzo in acquisto (decremento dell'immissione in rete) entro la semibanda di RS a scendere.

Per quanto riguarda Altri Servizi (gradini di potenza), invece, l'offerta va presentata secondo queste regole:

- almeno una e fino a tre coppie di quantità e prezzo in vendita sul MSD ex-ante fino all'esaurimento del margine (individuato dal maggiore valore tra il livello di immissione da programma di riferimento e la potenza minima sino alla potenza massima);

²⁵ In data 13 gennaio 2021, come anticipato nell'avviso agli operatori da parte di Terna del 12 ottobre 2020 e del 5 gennaio 2021, e nel Webinar Terna del 30 ottobre 2020, è avvenuta l'operatività in Italia della piattaforma europea per lo scambio a mercato del prodotto di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione (servizio di *Replacement Reserve-RR* come è indicato nel Regolamento europeo UE 2017/1485 del 2 agosto 2017 [285] contenente linee guida sulla gestione del sistema elettrico interconnesso europeo); tale piattaforma europea, sviluppata nell'ambito del progetto T.E.R.R.E. (*Trans-European Replacement Reserves Exchange*, <https://tia.cnr.it/project/terre/>), è stata introdotta per garantire l'integrazione europea dei mercati del bilanciamento, nonché un approvvigionamento economicamente efficiente dei servizi da essi offerti. Il GME gestisce, per conto di Terna, l'operatività del MSD e, quindi, anche della piattaforma europea di scambio del servizio di *Replacement Reserve-RR* (c.d. piattaforma GME per RR).

²⁶ Si veda il Testo Integrato di disciplina del mercato elettrico vigente nel 2020. Infatti, il riferimento ai livelli di prezzo minimo e massimo è eliminato con successiva modifica del Testo Integrato in data 21 settembre 2021; in particolare, a seguito di tale modifica indicazioni sui valori limite dei prezzi di offerta sul MSD sono contenute all'interno del Codice di Rete vigente e all'interno del Testo Integrato della disciplina del dispacciamento approvato con deliberazione n. 111/06 (Allegato A) [280], dove il riferimento al valore massimo è il Valore dell'Energia elettrica Non Fornita (VENF).

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

- almeno una e fino a quattro coppie di quantità e prezzo in vendita sul MB fino all'esaurimento del margine (individuato dal maggiore valore tra il livello di immissione da programma cumulato finale e la potenza minima sino alla potenza massima);
- almeno una e fino a tre coppie di quantità e prezzo in acquisto sul MSD ex-ante fino all'esaurimento del margine (individuato dal maggiore valore tra il livello di immissione da programma di riferimento e la potenza minima sino alla potenza minima);
- almeno una e fino a quattro coppie di quantità e prezzo in acquisto sul MB fino all'esaurimento del margine (individuato dal maggiore valore tra il livello di immissione da programma cumulato finale e la potenza minima sino alla potenza minima).

Si osserva che le offerte di prezzo devono soddisfare dei vincoli di offerta. Ad esempio, con riferimento alle modifiche del MSD introdotte nel 2010-2011, i partecipanti al mercato MSD hanno l'obbligo di presentare offerte con prezzo e quantità che siano non negativi, rispettando anche un vincolo di convessità sulla curva di costo di impianto.

In sede di selezione delle offerte il Gestore verifica i vincoli di offerta e, in caso di mancato rispetto, procede alla loro modifica.

5.2.1.4.3

Schema di remunerazione

Le offerte presentate dai partecipanti al mercato dei servizi di dispacciamento sono selezionate ed eventualmente utilizzate da Terna sia nella fase di programmazione di MSD (MSD ex ante), per la soluzione delle congestioni residue e la costituzione dei margini di riserva necessari, sia nella fase in tempo reale, detta MSD ex post (MB), a fini di bilanciamento del sistema. Esse sono, comunque, remunerate al proprio prezzo di offerta: in altre parole, lo schema di prezzo di offerta e di remunerazione per tutti i servizi offerti sul MSD è quello di tipo *pay-as-bid*²⁷.

²⁷ Gli indirizzi formulati in data 31 luglio 2003 per il "Sistema Italia 2004" dal Ministro delle Attività Produttive per la realizzazione del sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica specificano che il "meccanismo di formazione del prezzo della potenza offerta in ciascuna ora è il prezzo dichiarato (*pay as bid*)".

5.2.1.5

Risultati della partecipazione sul MSD

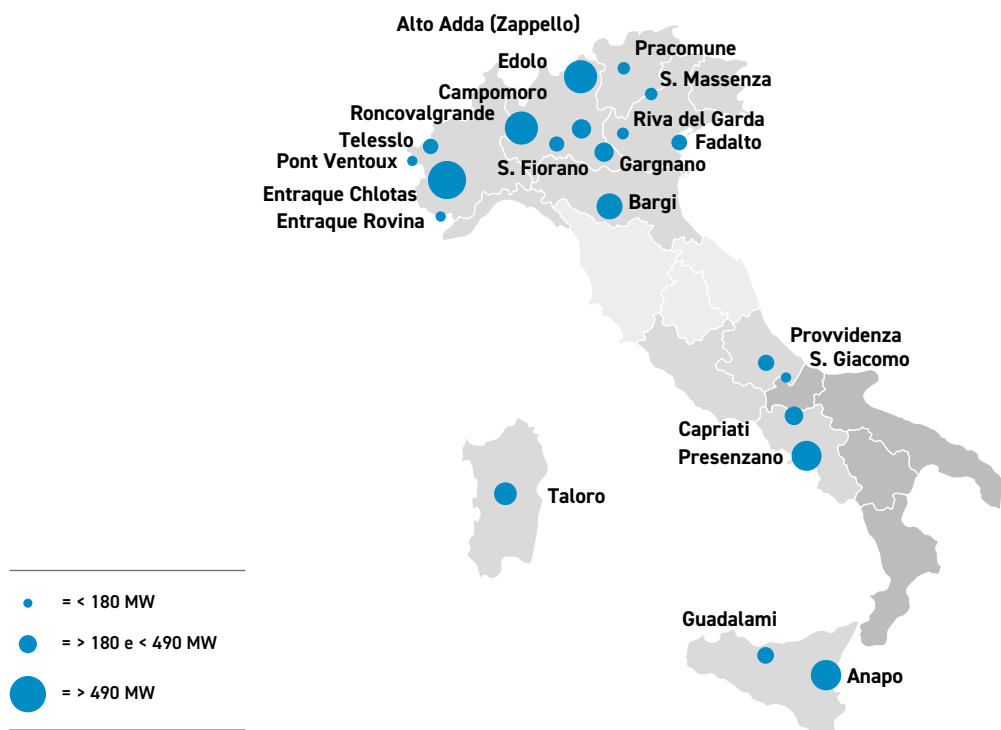
5.2.1.5.1

Impianti di pompaggio rilevanti e localizzazione

Attualmente sono attivi 22 grandi impianti di pompaggio con una capacità produttiva dislocata prevalentemente al Nord (si veda Figura 5.8 e Tabella 5.7) [114] [118] [119].

FIGURA 5.8

Impianti di pompaggio esistenti in Italia [120].



I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

TABELLA 5.7

Distribuzione zonale della potenza installata da impianti di pompaggio in Italia con riferimento all'attuale suddivisione in zone in vigore dal 1° gennaio 2021²⁸.

Zone di mercato	Regioni	Impianti di pompaggio	Installato Gen. [MW]
NORD	Val d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, F. V. Giulia, E. Romagna	Zappello (Zappello, SO), Pracomune (Ultimo, BZ), Campomoro (Lanzada, SO), Edolo (BS), Roncovalgrande (Maccagno, VA), Telessio (Locana, TO), Pont Ventoux (Susa, TO), Entracque Chiotas (Entracque, CN), Entracque Rovina (Entracque, CN), S. Fiorano (Sellero, BS), S. Massenza (Vezzano, TN), Riva del Garda (TN), Fadalto (Vittorio Veneto, TV), Gargnano (BS), Bargi (Camugnano, BO)	5.085
CNOR	Toscana, Marche		
CSUD	Lazio, Umbria, Abruzzo, Campania	Provvidenza (L'Aquila, AQ), S. Giacomo (Fano Adriano, TE), Presenzano (CE), Capriati (Capriati al Volturno, CE)	1.742
SUD	Molise, Puglia, Basilicata		
CALA	Calabria		
SICI	Sicilia	Guadalami (Piana degli Albanesi, PA), Anapo (Priolo Gargallo, SR)	580
SARD	Sardegna	Taloro (Ovodda, NU)	240

5.2.1.5.2

Energia scambiata per servizi

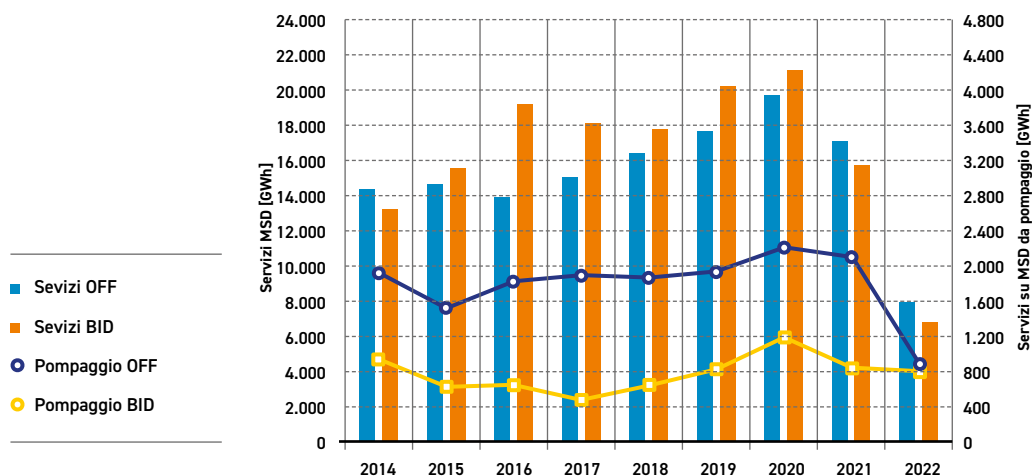
La Figura 5.9 mostra gli scambi di energia annuali (totale sul MSD e contributo degli impianti di pompaggio) derivanti da contrattazione dei servizi di Minimo, Spegnimento, Gradini e RS nel periodo 2014-

²⁸ Come richiamato nel documento "Piano di Sviluppo 2021" di Terna, fino al 31 dicembre 2018 l'Italia è stata suddivisa in 6 zone geografiche (NORD, CNOR, CSUD, SUD, SICI, SARD) e 4 poli di produzione (FOGN, BRNN, ROSN, PRGP); ai sensi della deliberazione n. 386/18/R/EEL del 12 luglio 2018 dal 1° gennaio 2019 sono stati eliminati i poli di produzione FOGN, BRNN e PRGP, e il punto di dispacciamento dell'unità di produzione di Gissi è passato dal FOGN al CSUD; ai sensi della deliberazione n. 103/2019/R/EEL del 19 marzo 2019 dal 1° gennaio 2021 è stato eliminato il polo di produzione ROSN con conseguente creazione della zona geografica CALA di Calabria e la Regione Umbria è stata spostata da CNOR a CSUD.

2022²⁹. Le quantità di tipo OFF e BID identificano, rispettivamente, un'offerta in vendita e un'offerta in acquisto, ossia un'offerta per un incremento in immissione (o un decremento in prelievo) e un'offerta per un decremento in immissione (o un incremento in prelievo). Si ricorda che gli impianti di pompaggio sono abilitati solo ai servizi Gradini ed RS, non ai servizi di Minimo e Spegnimento.

FIGURA 5.9

Totale dei volumi di energia scambiati su MSD (MSD ex ante e MB) per servizi di dispacciamento a salire (OFF) e a scendere (BID) nel periodo 2014-2022 da parte di tutti gli impianti e dai soli impianti di pompaggio [Fonte: Elaborazione RSE di dati GME "Offerte Pubbliche MSD"].



Gli scambi realizzati complessivi annuali nel periodo 2014-2022 sono stati per un quantitativo minimo di 8,0 TWh (OFF) e 6,8 TWh (BID) e per un quantitativo massimo di 19,7 TWh (OFF) e 21,1 TWh (BID); in particolare, fino al 2020 gli scambi annui hanno avuto un andamento sostanzialmente in aumento, per poi iniziare a diminuire

²⁹ Le energie analizzate non comprendono gli scambi sulla nuova piattaforma GME per RR.

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

progressivamente. Per quanto riguarda i soli pompaggi, i loro scambi annuali nello stesso periodo sono stati per un quantitativo minimo di 0,5 TWh (OFF) e 0,9 TWh (BID) e per un quantitativo massimo di 1,2 TWh (OFF) e 2,2 TWh (BID); tuttavia, tali scambi hanno avuto variazioni più contenute rispetto a quelli totali, salvo nel caso dei servizi a scendere, che nel 2022 hanno subito una significativa diminuzione.

In sintesi, nel periodo 2014-2022, il contributo degli impianti di pompaggio rispetto al totale è stato annualmente in media di circa il 5% e l'11%, rispettivamente per i servizi a salire e a scendere.

Analizzando le due fasi del mercato dei servizi (MSD ex ante, MB), si osserva che, complessivamente, fino al 2021 gli scambi per servizi OFF sono maggiori su MSD ex ante rispetto a MB, quelli per servizi BID sono invece maggiori su MB (gli scambi annuali per OFF su MSD ex ante vanno dal 67% al 78% del totale, per BID su MSD ex ante dal 33% al 49%, per OFF su MB dal 22% al 33%, per BID su MB dal 51% al 67%); nel 2022 le relazioni si invertono, con una predominanza degli scambi OFF su MB rispetto a MSD ex ante e degli scambi BID su MSD ex ante rispetto a MB (gli scambi per OFF su MSD ex ante ammontano al 40% del totale, per BID su MSD ex ante al 53%, per OFF su MB al 60%, per BID su MB al 47%). Gli scambi maggiori da parte degli impianti di pompaggio, invece, si sono realizzati sempre (2014-2022) su MB (per ogni anno non meno del 68% dei volumi scambiati per i servizi OFF e non meno del 59% per i servizi BID). Si ricorda che su MSD ex ante e su MB gli impianti di pompaggio sono abilitati ai servizi di gradino (GR1, GR2, GR3 su MSD ex ante, GR1, GR2, GR3, GR4 su MB) e RS; tuttavia, sul totale dei servizi scambiati annualmente dalle unità di pompaggio sul MB il contributo del servizio RS non ha superato l'1,2% per le offerte OFF e lo 0,8% per le offerte BID. In pratica, le unità di pompaggio hanno contribuito alla fornitura dei servizi di dispacciamento nel periodo 2014-2022 quasi interamente per servizi a gradino, ossia per i servizi di terziaria (pronta, rotante, sostituzione), di risoluzione delle congestioni a programma e di bilanciamento.

In Tabella 5.8 e Tabella 5.9 sono riportati, per il periodo 2014-2022, i contributi zonal dei impianti di pompaggio alla fornitura, per il tramite di MSD, dei servizi di dispacciamento (principalmente servizi a gradino). Tenuto conto della dislocazione geografica degli impianti, le zone in cui si sfrutta maggiormente la flessibilità degli impianti di pompaggio sono NORD e CSUD, seguite poi dalle due zone insulari SARD e SICI. Più precisamente, rispetto alla totalità

dell'energia scambiata per i servizi dagli impianti di pompaggio, in zona NORD annualmente si sono scambiati non meno del 32,0% e del 47,9% dei servizi OFF e BID, rispettivamente; in zona CSUD non meno dell'11,4% e del 14,2% dei servizi OFF e BID, rispettivamente; in zona SARD non meno del 5,0% e del 5,3% dei servizi OFF e di quelli BID, rispettivamente; in zona SICI non meno del 5% e dell'8,3% dei servizi OFF e BID, rispettivamente.

TABELLA 5.8

Distribuzione zonale del contributo in energia [GWh] ai servizi di dispacciamento a salire (OFF) da parte degli impianti di pompaggio nel periodo 2014-2022 [Fonte: Elaborazione RSE di dati GME “Offerte Pubbliche MSD”].

Zona	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CSUD	403,0	259,7	192,9	149,9	238,8	299,5	433,2	265,6	92,7
NORD	359,7	200,6	300,4	243,7	298,2	379,3	502,5	421,6	606,2
SARD	47,2	43,9	54,2	38,8	72,7	78,8	146,7	89,2	70,6
SICI	125,8	123,3	105,5	52,0	41,0	73,2	107,8	67,4	40,1

TABELLA 5.9

Distribuzione zonale del contributo in energia [GWh] ai servizi di dispacciamento a scendere (BID) da parte degli impianti di pompaggio nel periodo 2014-2022 [Fonte: Elaborazione RSE di dati GME “Offerte Pubbliche MSD”].

Zona	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CSUD	611,7	391,2	366,3	311,1	444,5	471,1	610,9	423,6	127,4
NORD	921,3	823,4	1.138,3	1.306,0	1.077,7	1.139,1	1.175,5	1.264,1	541,4
SARD	111,6	125,9	141,6	101,3	174,3	149,5	198,2	201,5	151,9
SICI	279,0	196,6	178,3	177,7	174,9	179,3	232,2	219,3	74,8

5.2.1.5.3

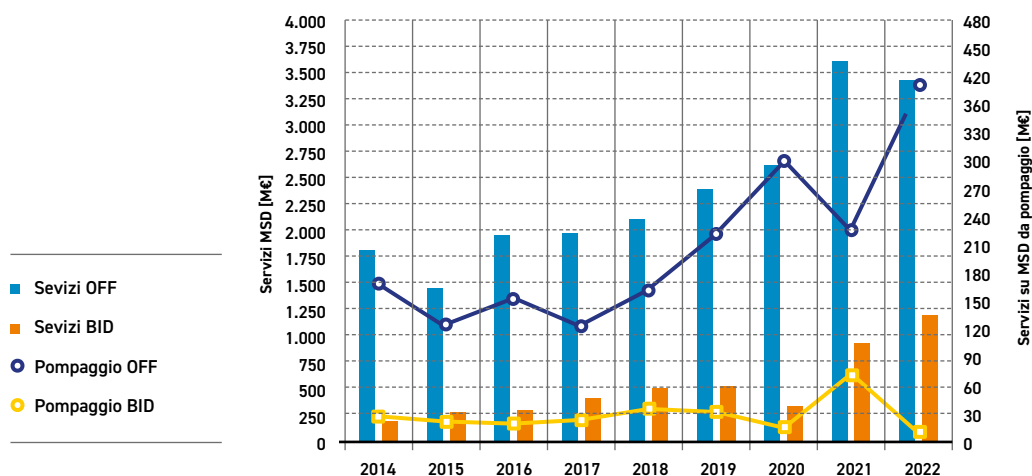
Valore economico

La Figura 5.10 mostra l'andamento annuale del controvalore (milioni di euro) complessivo dei servizi scambiati sul MSD (MSD ex ante, MB), già considerati in precedenza, e del relativo contributo degli impianti di pompaggio, sempre nel periodo 2014-2022. Il controvalore derivante dagli scambi per servizi di Minimo, Spegnimento, Gradini e RS è sostanzialmente andato in crescendo, soprattutto per quanto riguarda la contrattazione dei servizi a salire (OFF), che nel 2021 ha totalizzato circa 3,6 miliardi di euro e nel 2022 circa 3,4 miliardi di euro (a fronte di 1,8 miliardi di euro nel 2014); per i servizi a scendere (BID), nel 2021 si è arrivati a circa 0,9 miliardi di euro e nel 2022 a circa 1,2 miliardi di euro (a fronte di 0,2 miliardi di euro nel 2014). Anche il contributo degli impianti di pompaggio (per RS e Gradini soltanto) mostra un aumento nel corso degli anni per i servizi a salire (OFF), raggiungendo circa 320 milioni di euro nel 2020 e 409 milioni di euro nel 2022 (nel 2021 si ha una flessione a 240 milioni di euro); per i servizi a scendere (BID), invece, il loro contributo ha un picco di circa 75 milioni di euro nel 2021, a fronte di valori tra i 20 e i 36 milioni di euro tra 2014 e 2019 (i valori del 2020 e del 2022 sono invece di 16 e 10 milioni di euro, rispettivamente). Con riferimento al volume di servizi scambiati sul MSD, sia per la generalità degli impianti sia per i soli pompaggi, il controvalore è associato principalmente agli scambi di servizi a gradino, ossia ai servizi di terziaria (pronta, rotante, sostituzione), di risoluzione delle congestioni a programma e di bilanciamento.

Essendo, per il fornitore di servizi, il controvalore dei servizi a salire un ricavo e quello dei servizi a scendere un esborso (riacquisto della risorsa), l'operazione sul MSD ha generato per i titolari di impianto di pompaggio un profitto annuo medio dell'ordine di 191 milioni di euro tra 2014 e 2022 (media del profitto annuale nel periodo 2014-2022). Nel periodo 2014-2022, il profitto annuale dei pompaggi ammonta mediamente al 9% e al 10% dell'intero ammontare di profitto annuale derivante dall'intero volume di scambi sul MSD (MSD ex ante, MB). Tali percentuali, in altri termini, sono la media, sull'intero periodo, del rapporto tra profitto annuale dei pompaggi su MSD e profitto annuale totale su MSD.

FIGURA 5.10

Totale del valore economico (milioni di euro) per i servizi scambiati su MSD (MSD ex ante e MB) per servizi di dispacciamento a salire (OFF) e a scendere (BID) nel periodo 2014-2022 da parte di tutti gli impianti e dai soli impianti di pompaggio
[Fonte: Elaborazione RSE dati di GME “Offerte Pubbliche MSD”].



In Tabella 5.10 e Tabella 5.11 sono riportati i valori zonali dei controvalori ottenuti dagli scambi di servizi (principalmente servizi a gradino) sul MSD da parte degli impianti di pompaggio, per OFF e BID rispettivamente. Si osserva che, diversamente da quanto visto per la distribuzione dei volumi energetici per servizi, il controvalore è strettamente legato al livello di prezzo di offerta. Ad esempio, nella zona CSUD, in cui il livello di contributo energetico in servizi a scendere (BID) è variato, sul totale scambiato da pompaggio, tra un minimo del 14,2% ed un massimo del 31,8% tra il 2014 e il 2022, in termini di controvalore il corrispondente contributo di zona è stato poco significativo nel periodo 2014-2020 (arriva al massimo al 2,7%); tale risultato potrebbe essere legato al livello di prezzo di offerta (valore tendente a zero). In sintesi, nel periodo 2014-2022 non meno dell'80,7% del controvalore per servizi a salire (OFF) è stato ottenuto nelle due zone di CSUD (non meno dell'11,6%) e NORD (non meno del 25,1%), mentre per i servizi a scendere (BID) ha contribuito principalmente la sola zona NORD (non meno del 41,5%); il resto è stato ottenuto principalmente nelle due zone insulari di SARD (non meno del 4,4% e del 4,9%

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

rispettivamente per servizi OFF e BID) e SICI (non meno del 3,2% e del 2,1% rispettivamente per servizi OFF e BID).

In termini di profitto zonale, lo scambio di servizi sul MSD risulta particolarmente profittabile nella zona CSUD (51,8% del profitto medio annuo di tutte le zone), seguita dal NORD (38,5% del profitto medio annuo) e dalle zone insulari di SARD (6,1% del profitto medio annuo) e SICI (3,6% del profitto medio annuo).

TABELLA 5.10

Distribuzione zonale del controvalore economico (milioni di euro) del contributo ai servizi di dispacciamento a salire (OFF) da parte degli impianti di pompaggio nel periodo 2014-2022 [Fonte: Elaborazione RSE di dati GME "Offerte Pubbliche MSD"].

Zona	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CSUD	91,4	71,0	68,9	61,6	107,3	149,0	208,7	113,8	47,3
NORD	61,8	35,6	67,9	54,1	43,2	67,1	85,3	100,7	311,1
SARD	7,9	9,2	14,5	8,7	15,9	10,6	15,2	14,5	30,2
SICI	18,3	16,2	11,3	6,2	5,6	9,8	11,1	10,6	20,0

TABELLA 5.11

Distribuzione zonale del controvalore economico (milioni di euro) del contributo ai servizi di dispacciamento a scendere (BID) da parte degli impianti di pompaggio nel periodo 2014-2022 [Fonte: Elaborazione RSE di dati GME "Offerte Pubbliche MSD"].

Zona	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CSUD	0,1	0,2	0,5	0,0	0,2	0,2	0,3	26,9	1,4
NORD	13,4	13,9	14,9	18,7	28,8	26,9	10,3	31,3	7,3
SARD	3,0	1,3	1,2	1,1	2,7	1,6	1,6	7,3	1,3
SICI	11,4	6,7	3,7	3,2	4,5	4,2	3,4	9,9	0,2

5.2.1.6

Risultati della partecipazione sul mercato dell'energia

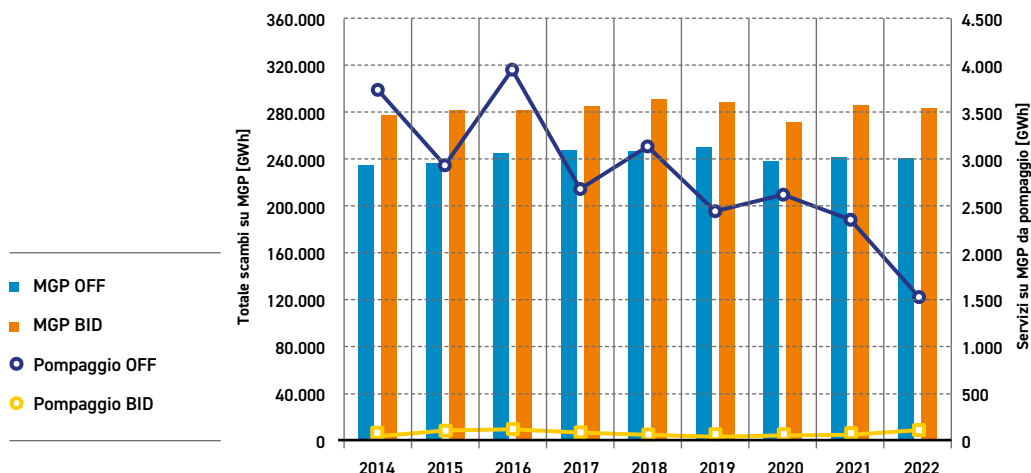
In Figura 5.11 si riportano i valori dell'energia scambiata annualmente su MGP (associata alle offerte accettate), con riferimento a tutti i partecipanti al mercato (sia unità di produzione sia unità di consumo) ed ai soli impianti di pompaggio.

Le quantità di tipo OFF e BID identificano, rispettivamente, un'offerta di vendita e un'offerta di acquisto, ossia un'offerta per un impegno ad immettere in rete e un'offerta per un impegno a prelevare dalla rete.

Come si può osservare, per il complesso degli operatori, sia le offerte di vendita (OFF) sia quelle di acquisto (BID) si mantengono su livelli abbastanza costanti nel tempo (le prime tra 235 TWh e 251 TWh circa, le seconde tra 272 TWh e 292 TWh circa), così come le offerte di tipo BID da parte dei pompaggi, peraltro molto contenute quanto a valore assoluto (tra 0,04 TWh e 0,14 TWh circa). Le offerte di tipo OFF da parte dei pompaggi tendono invece a diminuire, pur con qualche oscillazione, con il passare degli anni (andando da circa 3,7 TWh nel 2014 a circa 4 TWh nel 2016, per poi scendere a poco più di 2,3 TWh nel 2021 e a circa 1,5 TWh nel 2022). Il contributo agli scambi energetici da parte degli impianti di pompaggio rimane, comunque, percentualmente molto contenuto rispetto al totale: nei nove anni considerati, gli scambi di tipo BID sono compresi tra lo 0,01% e lo 0,05% del totale degli scambi BID, quelli di tipo OFF tra lo 0,64% e l'1,61% del totale degli scambi OFF.

FIGURA 5.11

Totale degli scambi di energia su MGP in vendita (OFF) e in acquisto (BID) nel periodo 2014-2022 da parte di tutti gli impianti e dei soli impianti di pompaggio [Fonte: Elaborazione RSE dati di GME "Offerte Pubbliche MSD"].

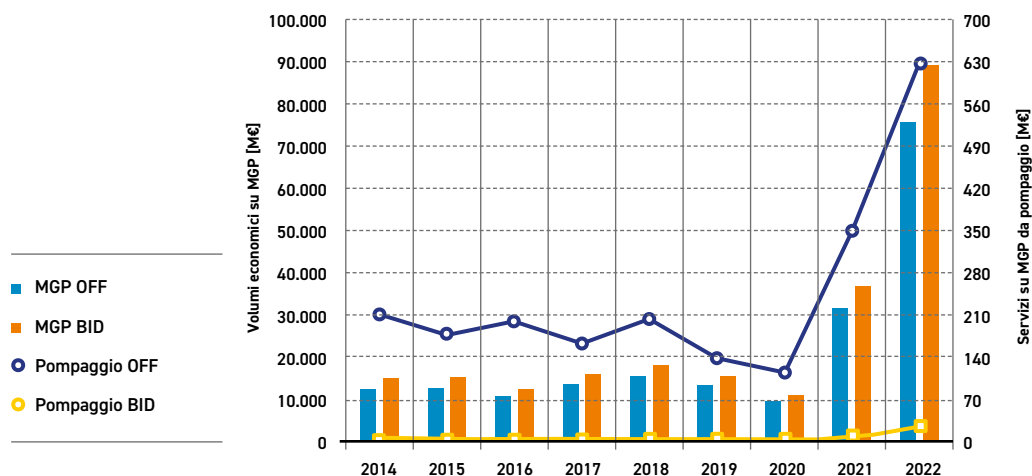


I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

In Figura 5.12 si riportano i valori economici associati agli scambi di energia annuali su MGP, ancora con riferimento a tutti i partecipanti al mercato ed ai soli impianti di pompaggio. In questo caso, nel periodo 2014-2020, i volumi complessivi degli scambi OFF si sono mantenuti tra 9,7 e 15,5 miliardi di euro, i volumi di quelli BID tra 11,2 e 18,4 miliardi di euro; nel 2021, invece, si osserva un marcato aumento, a 31,7 miliardi di euro per gli scambi OFF e a 37,0 miliardi di euro per quelli BID, una crescita che potrebbe essere ricondotta all'incremento della domanda post-COVID-19 e all'incremento dei prezzi di vendita su MGP nella seconda metà dell'anno per via dell'aumento dei prezzi del gas; nel 2022 si osserva un ulteriore marcato aumento, a 75,7 miliardi di euro per gli scambi OFF e a 89,2 miliardi di euro per quelli BID, incremento che si può ricondurre a quello dei prezzi di vendita su MGP per via dell'ulteriore aumento dei prezzi del gas.

FIGURA 5.12

Totale dei volumi economici scambiati su MGP in vendita (OFF) e in acquisto (BID) nel periodo 2014-2022 da parte di tutti gli impianti e dei soli impianti di pompaggio [Fonte: Elaborazione RSE dati di GME "Offerte Pubbliche MSD"].



Il controvalore del contributo OFF dei pompaggi si dimostra in flessione nel periodo 2014-2020, un risultato in linea con la riduzione dei volumi di energia scambiati; tuttavia, nel 2021 e nel 2022 il valore economico degli scambi OFF mostra un recupero, anzi un vero e proprio incremento, grazie principalmente alla dinamica dei prezzi di vendita. Il controvalore degli scambi BID dei pompaggi si mostra abbastanza costante nel periodo 2014-2020, per poi aumentare nel 2021 e ancora più nel 2022, pur rimanendo quantitativamente assai modesto. Il contributo degli impianti di pompaggio rimane, comunque, percentualmente molto contenuto rispetto al totale: nei nove anni considerati, i volumi economici associati a prelievi di energia (BID) da parte degli impianti di pompaggio sono compresi tra lo 0,01 % e lo 0,03% del volume totale associato agli scambi BID, quelli associati ad immissione in rete (OFF) tra lo 0,83% e l'1,84% del totale dei volumi associati agli scambi OFF.

Il comportamento degli impianti di pompaggio sul mercato dell'energia può essere analizzato anche osservando i contributi agli scambi di energia nei diversi intervalli orari, in particolare quando il livello della domanda e quello della generazione rinnovabile non programmabile variano più significativamente.

Allo scopo si può fare riferimento alle fasce orarie di picco e fuori picco, così come definite dall'Autorità [121]³⁰:

- F1: ore di punta (*peak*), ossia la fascia dalle ore 8.00 alle ore 19.00 dal lunedì al venerdì non festivi.
- F2: ore intermedie (*mid-level*), ossia dal lunedì al venerdì non festivi dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00; nei giorni di sabato non festivi dalle ore 7.00 alle ore 23.00.
- F3: ore fuori punta (*off-peak*), ossia dal lunedì al venerdì non festivi dalle ore 23.00 alle ore 7.00; nei giorni di domenica e nei giorni festivi, tutte le ore della giornata.

In Tabella 5.12 e Tabella 5.13 si riportano i valori, espressi in percentuale, del rapporto tra l'energia scambiata annualmente su MGP, rispettivamente in vendita (OFF) e in acquisto (BID), dagli impianti di pompaggio rispetto al totale, per ciascuna delle tre fasce orarie. Per quanto riguarda gli scambi OFF, nei nove anni considerati si osser-

³⁰ Nello specifico si veda la Tabella 1 - Fasce orarie con decorrenza 1° gennaio 2007.

va che il contributo percentuale degli impianti di pompaggio rimane sempre molto contenuto rispetto al totale, essendo inoltre nella fascia F3 (0,34%-0,86%) anche meno della metà rispetto alle fasce F1 (0,69%-2,31%) ed F2 (0,96%-1,92%). Anche per quanto riguarda gli scambi BID, nei nove anni considerati si osserva che il contributo percentuale degli impianti di pompaggio rimane sempre molto contenuto (valori che arrivano al massimo allo 0,1% circa) rispetto al totale, assumendo tuttavia nelle diverse fasce orarie un comportamento opposto rispetto al contributo agli scambi OFF: più precisamente, nella fascia F3 risulta molto maggiore rispetto alle fasce F1 ed F2. Tuttavia, sebbene il contributo energetico risulti molto contenuto e molto lontano dai valori pre-mercato MGP (in particolare dai valori 2002), si evidenzia il permanere di un certo atteggiamento da parte degli operatori di mercato a ricercare comunque una redditività sul mercato dell'energia sfruttando per quanto possibile il differenziale di prezzo tra ore di picco e ore fuori picco. Infatti, nei nove anni considerati (2014-2022) l'immissione in rete (offerte OFF) e il prelievo dalla rete (offerte BID) si concentrano, rispettivamente, nella fascia F1 (ore di picco) e nella fascia F3 (ore fuori picco), con percentuali di scambio energetico non meno del 43,0% sul totale dell'energia immessa dagli impianti di pompaggio stessi (fino a un massimo del 55,7%) e, rispettivamente, non meno del 72,5% sul totale dell'energia prelevata dagli impianti di pompaggio stessi (fino a un massimo del 96,0%).

Per quanto riguarda i soli impianti di pompaggio, poi, la Figura 5.14 e la Figura 5.14 mostrano che, assumendo come valori di riferimento quelli del 2014, con il passare del tempo il contributo di energia in generazione (OFF) su MGP diminuisce in tutte e tre le fasce orarie, salvo qualche eccezione, mentre il contributo in pompaggio (BID) ha un comportamento più vario: in fascia F1 ha avuto un notevole incremento tra 2015 e 2018 e anche nel 2020, mentre in fascia F2 ed F3 è rimasto abbastanza costante, con tuttavia incrementi visibili in fascia F2 nel 2017, nel 2018 e nel 2022 ed in fascia F3 nel 2015, 2016 e 2022. Questa evoluzione delle quantità in vendita sembra confermare quanto già osservato negli anni 2005-2013 [114]: nonostante i tentativi da parte degli operatori di voler cogliere comunque una certa redditività sul differenziale di prezzo tra picco e fuori picco, tale redditività non è più così conveniente per gli operatori degli impianti di pompaggio, che quindi non sono più incentivati ad operare sul mercato dell'energia ma a cercare nuove opportunità sul mercato dei servizi.

TABELLA 5.12

Rapporto tra energia scambiata in generazione (OFF) da parte degli impianti di pompaggio rispetto al totale, per fascia oraria, nel periodo 2014-2022. I rapporti sono espressi in valore percentuale
[Fonte: Elaborazione RSE di dati GME “Offerte Pubbliche MSD”].

Fascia	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
F1	2,13	1,64	2,31	1,30	1,42	1,17	1,26	1,17	0,69
F2	1,89	1,60	1,92	1,41	1,63	1,32	1,47	1,32	0,96
F3	0,80	0,54	0,62	0,61	0,86	0,50	0,66	0,49	0,34

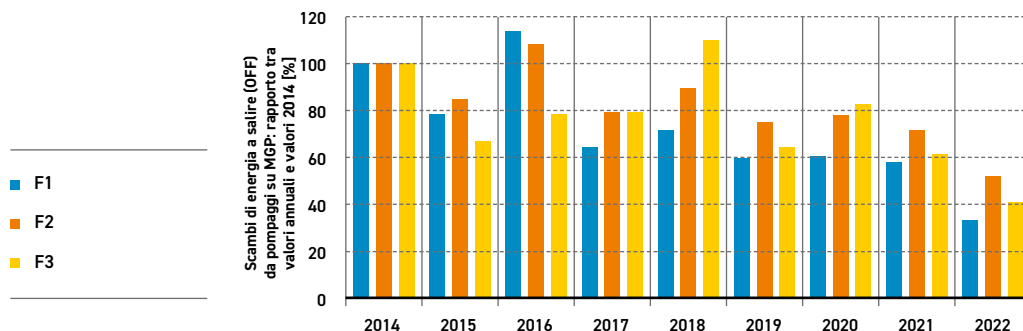
TABELLA 5.13

Rapporto tra energia scambiata in prelievo (BID) da parte degli impianti di pompaggio rispetto al totale, per fascia oraria, nel periodo 2014-2022. I rapporti sono espressi in valore percentuale
[Fonte: Elaborazione RSE di dati GME “Offerte Pubbliche MSD”].

Fascia	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
F1	0,0004	0,0202	0,0252	0,0101	0,0083	0,0008	0,0029	0,0003	0,0008
F2	0,0043	0,0082	0,0100	0,0155	0,0135	0,0046	0,0082	0,0032	0,0149
F3	0,0568	0,0877	0,1034	0,0694	0,0479	0,0350	0,0443	0,0599	0,0894

FIGURA 5.13

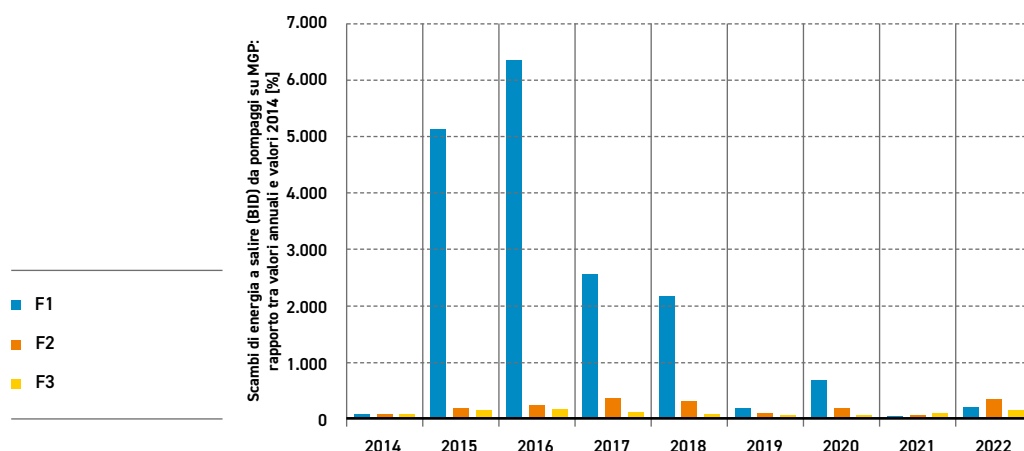
Rapporto tra scambi di energia su MGP annuali e quelli del 2014, nel periodo 2014-2022, per gli impianti di pompaggio, per fascia oraria e con riferimento alla generazione (OFF)
[Fonte: Elaborazione RSE dati di GME “Offerte Pubbliche MSD”].



I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

FIGURA 5.14

Rapporto tra scambi di energia su MGP annuali e quelli del 2014, nel periodo 2014-2022, per gli impianti di pompaggio, per fascia oraria e con riferimento al prelievo (BID)
[Fonte: Elaborazione RSE dati di GME "Offerte Pubbliche MSD"].



5.2.1.7

Comportamento degli impianti di pompaggio nell'intera catena dei mercati

In Figura 5.15 e Figura 5.16 sono mostrati gli scambi di energia OFF e BID, rispettivamente, sui diversi mercati MGP, MI, MSD e MB da parte degli impianti di pompaggio nel periodo 2014-2022.

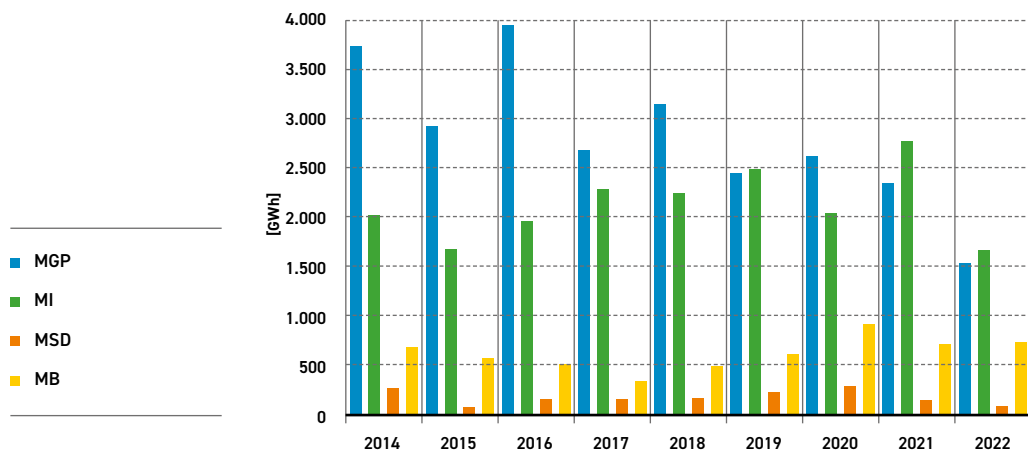
Si osserva come negli scambi OFF l'attività degli impianti di pompaggio prevalga sui mercati dell'energia, cioè MGP e MI, con una concentrazione percentuale degli scambi compresa tra il 79,7% e il 91,1% (calcolata sull'intero volume di energia scambiata sui quattro mercati in ciascun anno), mentre negli scambi BID prevalga l'attività su MI e su MB con una concentrazione percentuale degli scambi compresa tra 28,1% e 64,1% e tra 27,3% e 64,0%, rispettivamente. L'attività su MSD (scambi per la predisposizione dei margini di riserva) risulta di minore entità rispetto agli altri tre mercati per quanto riguarda gli scambi OFF e di minore entità rispetto ad MI e MB (ma di solito un po' maggiore rispetto a MGP) per quanto riguarda gli scambi BID.

Seguendo la successione di esecuzione dei quattro mercati (c.d. "catena dei quattro mercati"), è possibile individuare l'effettiva modalità di funzionamento finale di ciascun impianto di pompaggio, ossia

un funzionamento con effettiva produzione oppure con effettivo assorbimento. A tal proposito occorre precisare che i dati di mercato fanno riferimento alle unità di produzione, in cui si possono trovare anche più gruppi di generazione rispetto al numero effettivo di gruppi di pompaggio presenti. Inoltre, il funzionamento in assorbimento fa riferimento al funzionamento delle sole pompe. L'energia erogata nell'ipotesi di funzionamento ciclico dei gruppi di pompaggio può, tuttavia, essere stimata a partire dall'energia assorbita in pompaggio, applicandole il coefficiente di rendimento. Ad esempio, con un rendimento del 73,8% (media del rendimento ciclico desunto dai volumi di energia erogata ed assorbita pubblicati nei dati statistici di Terna tra il 2000 e il 2020 [40]), si ottengono, per il periodo 2014-2022, i valori di energia prodotta mostrati in Figura 5.17. I valori così calcolati dalla catena dei quattro mercati, sia in assorbimento sia in erogazione, risultano confrontabili con i dati statistici di Terna (si veda la Figura 5.7). In particolare, considerando sia l'energia prodotta sia quella assorbita, la stima dei quantitativi di energia ottenuta con i dati di mercato copre più dell'88,95% dell'energia contabilizzata dal gestore di rete Terna.

FIGURA 5.15

Scambi di energia di tipo OFF per gli impianti di pompaggio sui diversi mercati (MGP, MI, MSD, MB) nel periodo 2014-2022
[Fonte: Elaborazione RSE dati di GME "Offerte Pubbliche MSD"].



I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

FIGURA 5.16

Scambi di energia di tipo BID per gli impianti di pompaggio sui diversi mercati (MGP, MI, MSD, MB) nel periodo 2014-2022 [Fonte: Elaborazione RSE dati di GME "Offerte Pubbliche MSD"].

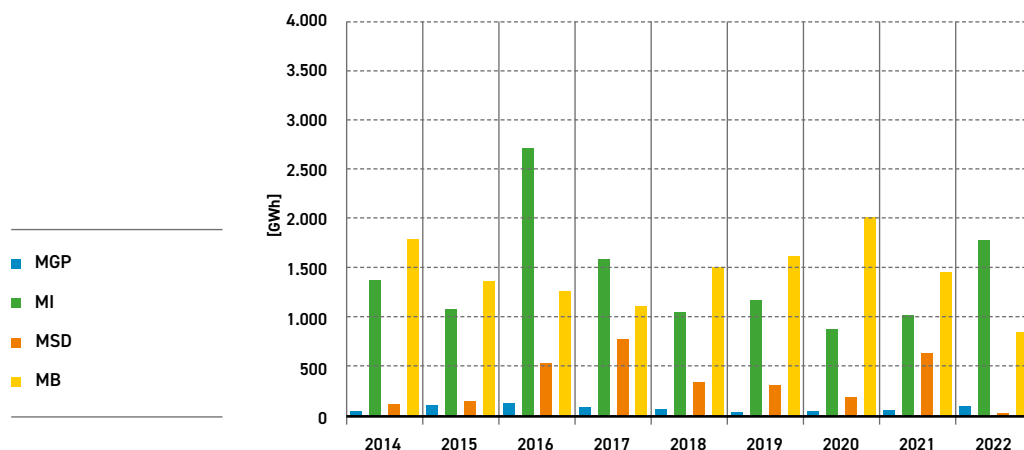
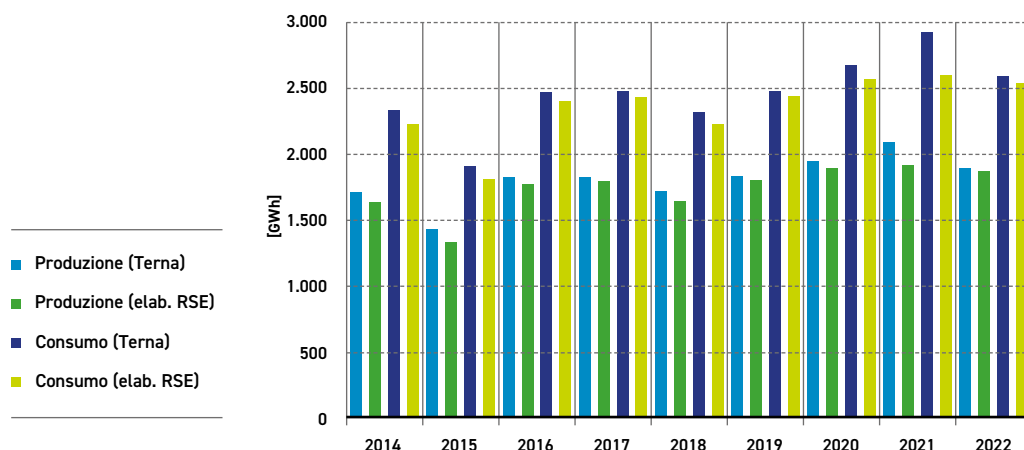


FIGURA 5.17

Energia prodotta ed assorbita dagli impianti di pompaggio in esito alla catena dei mercati (MGP, MI, MSD, MB) nel periodo 2014-2022 [Fonte: Elaborazione RSE dati di GME "Offerte Pubbliche MSD" e dati statistici Terna].



5.2.1.8

Note conclusive sull'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti

La capacità produttiva degli impianti di pompaggio non è variata significativamente dagli anni di avvio del processo di liberalizzazione del comparto elettrico: da allora l'installato ha conosciuto un incremento netto di poco più di 300 MW, totalizzando così circa 7,30 GW nel 2022 (3,35 GW da pompaggio misto e 3,94 GW da pompaggio puro), quasi interamente sotto il controllo di un unico operatore (ex-monopolista ENEL). Questa capacità produttiva risulta dislocata prevalentemente nella zona di mercato NORD (più del 66% della potenza in generazione, corrispondente a 14 impianti su un totale di 22). In termini di utilizzo della capacità produttiva si osserva un massimo impiego nel corso del 2002, seguito da una riduzione significativa dei quantitativi di energia prodotta e consumata; in particolare, dal 2011, anno di forte sviluppo della generazione rinnovabile non programmabile da solare fotovoltaico e di profondi cambiamenti delle regole di offerta sul MSD e MB, la produzione annua e, quindi, anche il corrispondente consumo annuo, da pompaggio si riduce significativamente passando, negli anni 2014-2022, a un valore compreso tra 1,43 TWh e 2,09 TWh per quanto riguarda la produzione e tra 1,91 e 2,92 TWh per quanto riguarda il consumo, contro i massimi del 2002 di quasi 7,75 TWh di generazione e 10,65 TWh di consumo. Tali valori sono stati desunti dai dati statistici di Terna, ma i valori che si sono trovati dall'analisi della catena dei mercati sono in linea con essi. Questo risultato sembra suggerire un cambio della modalità di gestione da parte degli operatori, che tradizionalmente erano soliti considerare gli impianti di pompaggio come una risorsa da impiegare nelle ore di punta in erogazione e nelle ore di minimo carico notturno in assorbimento. In effetti, i risultati degli scambi sul mercato dei servizi (MSD e MB) evidenziano una partecipazione molto attiva degli impianti di pompaggio, principalmente nella fornitura del servizio di riserva terziaria e di bilanciamento. In particolare, osservando gli scambi effettuati sui diversi mercati (MGP, MI, MSD e MB), si coglie un comportamento prevalentemente in produzione sul mercato dell'energia (MGP, MI) ed un comportamento prevalentemente in assorbimento su MB per un bilanciamento del sistema nel tempo reale (meno rilevante risulta l'attività su MSD per la predisposizione dei margini di riserva). In termini economici, questo comportamento da parte dei proprietari di impianto si rivela profittevole, soprattutto se si considerano, da un lato, l'elevato differenziale di prezzo tra i servizi a salire (OFF) scambiati su MSD/MB e quelli energetici in immissione scambiati su MGP e, dall'altro, la contenuta distanza tra i prezzi a scendere su MSD/MB e quelli in

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

prelievo su MGP. Infatti, grazie alle movimentazioni a salire su MSD/MB per un quantitativo medio di circa 1/3 rispetto a quello su MGP, si ottiene un ricavo dello stesso ordine di grandezza di quello ottenuto su MGP. Questo risultato ottenuto dall'analisi della catena dei mercati sembra confermare un utilizzo degli impianti di pompaggio orientato sempre più verso il bilanciamento del sistema nel tempo reale per effetto dell'accentuata variabilità sia della domanda netta (cioè al netto del contributo della generazione rinnovabile non programmabile) sia della stessa generazione rinnovabile non programmabile (principalmente solare fotovoltaica). In particolare, se gli scambi in assorbimento sul MB dovessero effettivamente riflettere un'esigenza di assorbire sempre più un eccesso di produzione non programmabile, questo potrebbe suggerire che, all'aumentare dello sviluppo della generazione non programmabile, la capacità di assorbimento degli impianti esistenti potrebbe richiedere incrementi, con nuovi investimenti da parte degli operatori di mercato intenzionati a investire in nuova capacità (in proposito si veda il §8.3 sul Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico, MACSE).

5.2.2

Potenziale di pompaggio idroelettrico

Il tema dello sviluppo degli impianti di pompaggio idroelettrico è stato affrontato nella Ricerca di Sistema con una serie di studi indirizzati a stimare la capacità di accumulo massimo ottenibile sul territorio italiano, a scala regionale, provinciale e comunale [122] [123]. Il potenziale di sviluppo è stato individuato analizzando diverse possibili configurazioni che prevedono lo sfruttamento di invasi esistenti posti a differenti quote, la realizzazione di nuovi invasi in superficie o sotterranei, la costruzione di impianti di pompaggio marino che utilizzano il mare come serbatoio inferiore [52] [53] [124] [125].

Gli impianti di pompaggio sono una soluzione tecnologica collaudata, a basso costo per lo stoccaggio di energia, ad alta capacità e di lunga durata. I costi di realizzazione di impianti di pompaggio sono ritenuti significativamente più economici di quelli dei sistemi di batterie agli ioni di litio, se si tiene conto sia della durata di vita completa degli impianti di pompaggio (che supera gli 80 anni) sia della capacità di accumulo che in generale è di svariati GWh [51]. Malgrado i costi siano competitivi rispetto ad altre tecnologie di accumulo di grande taglia, sono necessari meccanismi di remunerazione e incentivi adeguati a sfruttare al meglio gli impianti esistenti

nonché rendere finanziariamente sostenibile la costruzione di nuovi sistemi di accumulo (§8). La necessità di identificare i fabbisogni di flessibilità a lungo termine, attraverso il confronto tra le tecnologie di accumulo e la trasformazione di impianti idroelettrici esistenti in sistemi di pompaggio, è stata ribadita durante l'*International Forum on Pumped Storage Hydropower Policy* del 2021 [126]. Anche nella *Research Innovation Agenda* pubblicata dal Progetto HYDROPOWER-EUROPE si promuove l'aumento della disponibilità di risorsa idrica mediante, per esempio, l'innalzamento degli sbarramenti esistenti o la costruzione di nuovi invasi [127] (§10.1).

5.2.2.1

Metodologia per la localizzazione e la caratterizzazione di nuovi impianti di pompaggio

Per la localizzazione di nuovi impianti di pompaggio, RSE ha sviluppato negli ultimi anni una metodologia basata sull'uso congiunto di analisi GIS e di un *software* di riconoscimento a oggetti per identificare i siti idonei alla realizzazione di nuovi invasi [128]. In particolare, l'analisi morfologica del terreno è stata eseguita in ambiente QGIS, processando con il *software* GIS eCognition³¹ le celle di un *Digital Terrain Model* (DTM) di lato 90x90 m (derivato dalle missioni NASA *Space Shuttle*) con l'obiettivo di selezionare quelle con pendenze orografiche inferiori al 10%, ritenute adatte a configurare le sagome dei siti idonei per la realizzazione dei nuovi invasi. La scelta di processare le celle a pendenza ridotta risponde alla necessità di limitare la movimentazione dei terreni, quindi di contenere i costi di costruzione, e di avere a disposizione volumi adeguati di pompaggio.

Per evitare la realizzazione di gallerie troppo lunghe e costose, nel caso di invasi esistenti la ricerca di zone idonee è stata effettuata all'interno di un cerchio di raggio 5 km con centro posizionato sul baricentro della diga. Nel caso dei pompaggi marini, è stata invece processata una fascia costiera di ampiezza 5 km per individuare i siti adatti alla costruzione del bacino superiore.

Dall'area di processo sono state escluse le zone vincolate (p.es. siti di interesse comunitario, zone a protezione speciale ecc.), le zone ad alto rischio frane, le località abitate (la cui copertura viene estesa

³¹ Il *software* eCognition di Trimble è una suite di elaborazione immagini che automatizza l'analisi dei dati geospaziali a livello di singolo oggetto. In questo modo, attraverso operazioni di segmentazione delle immagini e successiva classificazione, il *software* permette di estrarre le caratteristiche spettrali, geometriche, topologiche e tessiturali degli oggetti [340].

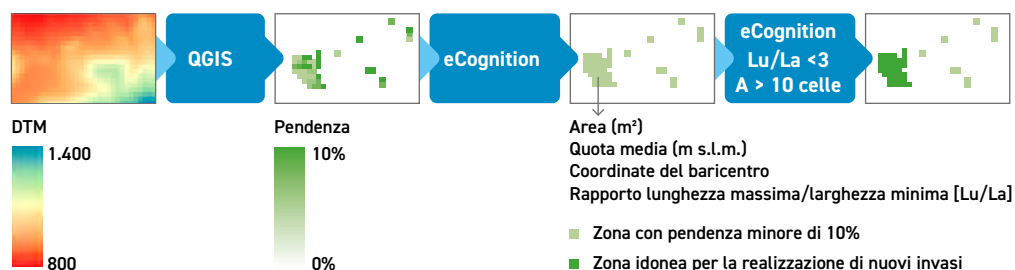
I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

di 200 m per evitare interferenze con i cantieri) e le zone che creano un salto geodetico utile inferiore a 200 m. Le celle identificate come idonee sono state unite e trattate come oggetti omogenei solo se adiacenti tra loro lungo i lati e non se a contatto con i soli vertici (Figura 5.18).

Si è proceduto quindi a scartare le zone omogenee con estensione troppo piccola (inferiore a 81.000 m²) e/o troppo allungate (rapporto lunghezza/larghezza minore di 3) perché, in quest'ultimo caso, potrebbero essere verosimilmente localizzate su un crinale e rendere difficoltosa la realizzazione del nuovo invaso.

FIGURA 5.18

Processo di elaborazione del DTM per creare zone omogenee con pendenze inferiori al 10%, idonee alla costruzione di nuovi invasi [128].



La metodologia prevede quindi di tracciare una linea virtuale di unione tra il baricentro della diga che sottende l'invaso esistente (o il mare nel caso dei pompaggi marini) e il baricentro delle zone idonee per la realizzazione di nuovi invasi. A titolo di esempio si riportano in Figura 5.19 (pompaggio tradizionale) e in Figura 5.20 (pompaggio marino) i risultati dell'applicazione della metodologia sviluppata da RSE, dove sono evidenti le zone (in verde scuro) idonee alla costruzione di nuovi invasi.

FIGURA 5.19

Zone pianeggianti e zone idonee per la realizzazione di nuovi invasi a supporto di impianti di pompaggio [128].

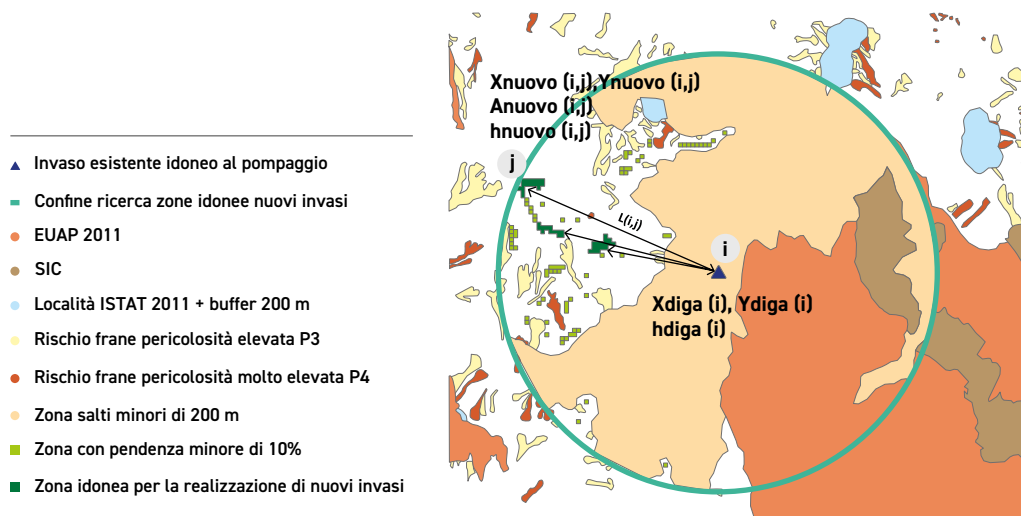
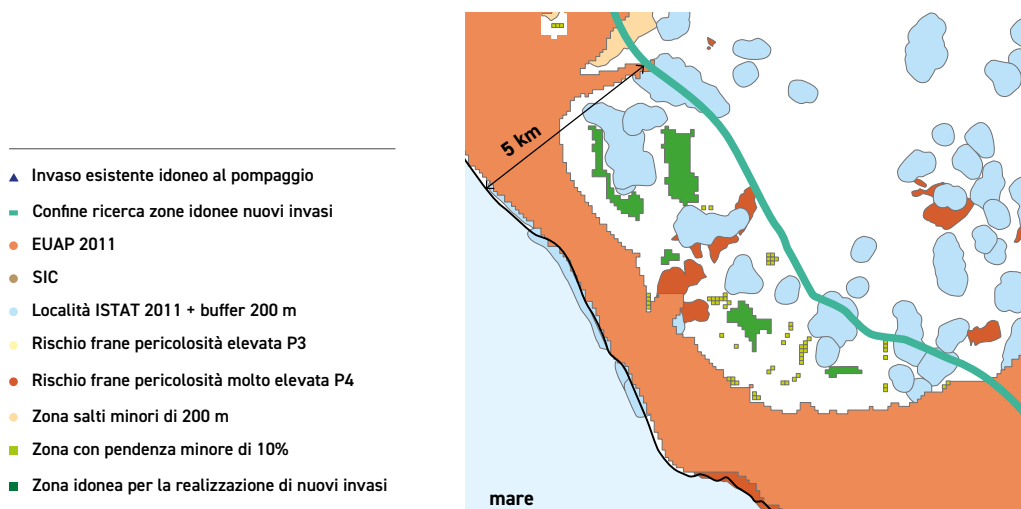


FIGURA 5.20

Zone idonee per la realizzazione di nuovi invasi a supporto di impianti di pompaggio marino [128].



I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

Per individuare le dimensioni ottimali di tali invasi si deve trovare il giusto compromesso tra costi di costruzione e massima portata di pompaggio realizzabile. A tal fine, si è ipotizzato per semplicità che i nuovi invasi abbiano una forma troncoconica, con pendenze delle sponde di 30° , una larghezza di coronamento di 2 m e un franco di 1 m. A partire da volumi utili di invaso predefiniti, compresi tra $0,5 \text{ Mm}^3$ (corrispondente alla superficie minima di 81.000 m^2) e 5 Mm^3 (valore adeguato a mantenere entro 7 m - limite tecnicamente fattibile - i diametri degli scavi per la posa di condotte forzate interrato), le caratteristiche geometriche dei nuovi invasi sono state ottenute minimizzando i volumi di scavo e riporto. Questi dati sono stati utilizzati per ricavare curve di interpolazione che consentono di dimensionare volumi e altezze dei nuovi invasi in funzione della superficie occupata dall'area idonea, nonché i volumi di scavo in funzione del volume di invaso.

Il volume d'acqua che si può movimentare in un impianto di pompaggio tradizionale è quindi dato dal valore minimo tra il volume del nuovo invaso e il volume utile³² dell'invaso esistente, di cui si è assunto di impegnare al massimo il 10% per evitare forti interferenze con gli usi secondari della risorsa idrica del bacino. Assumendo che il volume di pompaggio sia completamente caricato (e scaricato) nel tempo minimo di 8 ore, si ottiene la portata massima, informazione che serve per dimensionare le diverse parti strutturali del nuovo impianto.

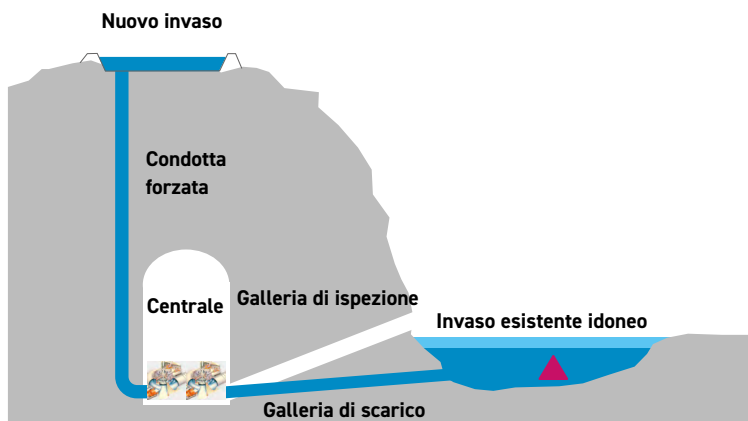
Per selezionare la combinazione impiantistica che sviluppa la massima potenza media, si procede quindi a dimensionare gli elementi caratteristici del nuovo impianto di pompaggio (gallerie di scarico/aspirazione e di ispezione, condotte forzate, macchinari e centrale ecc.) [128]. Nello studio si è fatto riferimento allo schema di impianto riportato in Figura 5.21 per sfruttare l'acqua di un invaso esistente o il mare come bacino inferiore, prevedendo di realizzare la centrale in caverna e un'unica condotta forzata interrata a tracciato verticale o subverticale. Per la realizzazione della condotta si è fatto

³² Per volume utile di regolazione si intende quello compreso fra la quota massima di regolazione e la quota minima alla quale l'acqua può essere derivata per l'utilizzazione prevista. Il volume utile non tiene conto del cosiddetto volume morto, ossia il volume del serbatoio compreso tra la quota del punto più depresso dell'invaso e la più bassa tra la quota dell'imbocco dell'opera di presa o dello scarico di fondo. Il volume morto ha l'obiettivo di catturare i sedimenti in arrivo all'invaso, durante la vita utile dell'impianto.

riferimento alla tecnica di “raise boring” o RBM (*Raise Boring Machine*) che effettua una perforazione mediante fresatura partendo dalla quota inferiore fino la quota superiore. Per gli scavi delle gallerie si è ipotizzato di ricorrere alla tecnica TBM (*Tunnel Boring Machine*), utilizzata principalmente nell'ambito della costruzione di viadotti.

FIGURA 5.21

Schema di impianto di pompaggio con sfruttamento di un invaso esistente idoneo [128].



Nel caso degli impianti di pompaggio tradizionale, si stima la perdita di capacità di invaso per interrimento poiché valori elevati potrebbero impattare sul volume d'acqua disponibile per l'impianto di pompaggio. Per valutare l'erosione dei bacini idrografici che interessano il serbatoio artificiale in esame, è stata applicata una metodologia speditiva, fisicamente basata sull'equazione RUSLE (*Revised Universal Soil Loss Equation*) [129] [130]. Tale metodologia fornisce il tasso di erosione medio annuale, espresso in m^3/anno , in funzione delle caratteristiche del ciclo geo-idrologico a cui è soggetto il bacino idrografico a monte del serbatoio, tenendo conto di eventuali topografie complesse. Il tasso di erosione annuo non corrisponde necessariamente al totale di sedimenti che giungono al serbatoio poiché le dinamiche fluviali tendono generalmente a rallentare il trasporto di sedimenti favorendone la deposizione in alcune aree in presenza di depressioni del terreno. Un coefficiente di ritenzione, compreso tra

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

0-1, tiene conto di queste dinamiche.

Per rappresentare in maniera sintetica la parte di volume originario dell'invaso perso per interrimento si definisce il Grado di Interrimento percentuale (GI%), dato dal rapporto tra il volume di interrimento e il volume di progetto dell'invaso (per maggiori dettagli si rimanda al §6.4). Il volume di interrimento è dato dal prodotto del tasso di erosione annuo, calcolato con la metodologia RUSLE, integrato rispetto al tempo intercorso tra l'orizzonte temporale t considerato e l'anno di messa in esercizio dell'impianto. In questo modo è possibile valutare non solo il grado di interrimento attuale ma anche come varierà nel breve-medio termine. Si assume che un GI% inferiore al 5% identifichi i serbatoi non soggetti a interrimento. Nel caso di serbatoi soggetti a una variazione stagionale del livello d'invaso, è ragionevole supporre che al crescere del GI% maggiore sarà il periodo nel quale l'invaso non potrà essere utilizzato per operazioni di pompaggio e turbinaggio. Pertanto, a partire da una variabilità stagionale del livello di invaso, generalizzata per ciascuna zona di mercato, si è stimato il numero di settimane medie all'anno nel quale l'invaso non potrà essere utilizzato in funzione del GI% (Tabella 5.14).

TABELLA 5.14

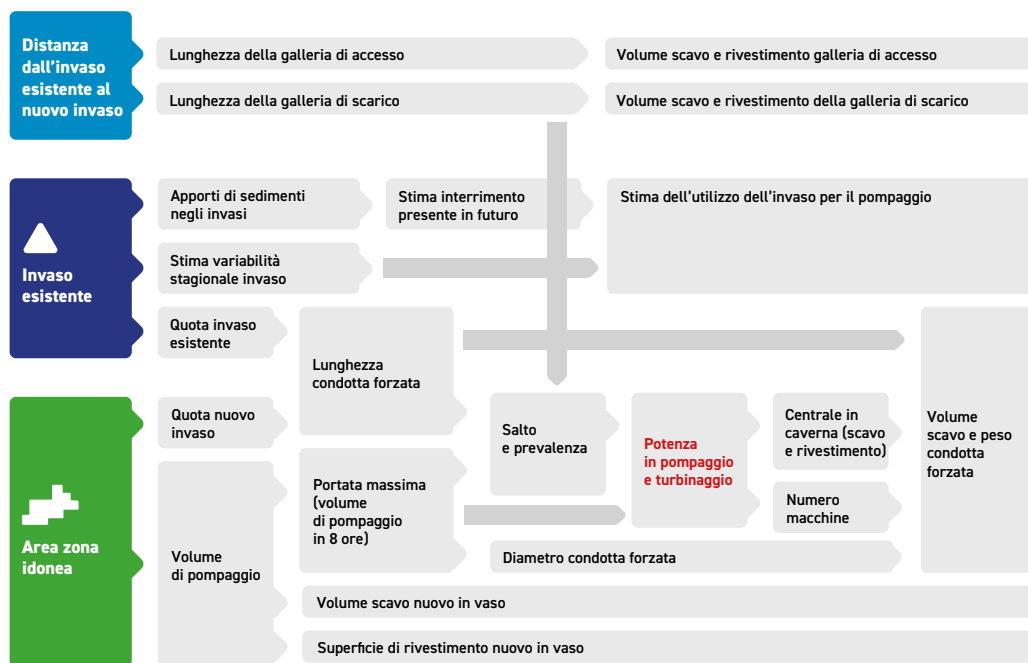
Numero di settimane medie all'anno nel quale l'invaso si potrebbe trovare sotto la percentuale limite di invaso.

GI%	0	3	6	12	25	50	75	100
% Limite invaso	0%	4%	8%	16%	33%	67%	90%	100%
NORD	0,0	2,0	4,5	8,7	16,2	27,3	48,2	52,2
CNORD	0,0	1,2	2,3	8,0	16,2	33,2	49,8	52,2
CSUD	0,0	1,5	2,8	6,2	22,7	22,7	50,5	52,2
SUD	0,0	1,7	2,5	4,5	12,0	12,0	47,3	52,2
SICILIA	0,0	2,8	5,7	11,5	21,2	21,2	50,8	52,2
SARDEGNA	0,0	0,7	0,8	5,3	16,8	16,8	51,5	52,2

In Figura 5.22, si riassume lo schema di calcolo della metodologia sviluppata da RSE per definire le caratteristiche geometriche e funzionali degli impianti di pompaggio tradizionali. Il flusso logico per dimensionare gli elementi strutturali è applicabile anche agli impianti di pompaggio marino.

FIGURA 5.22

Schema di calcolo delle caratteristiche geometriche e funzionali degli impianti di pompaggio tradizionali, basato su un volume di pompaggio massimo di 5 Mm³.



5.2.2.2

Potenziale di sviluppo di sistemi di pompaggio tradizionali e marini

Per gli impianti di pompaggio di tipo tradizionale la metodologia sviluppata da RSE parte dalla selezione di invasi esistenti che, in base al volume massimo di ritenuta, si possano considerare adeguati alla trasformazione in impianti di pompaggio. Questi invasi sono stati quindi caratterizzati in base alla capacità di gestire i volumi di pompaggio, alla posizione e alla quota sul livello del mare.

Applicando la metodologia di localizzazione e caratterizzazione dei sistemi di pompaggio sviluppata da RSE nella Ricerca di Sistema [128], descritta in §5.2.2.1, si sono individuati 56 impianti tradiziona-

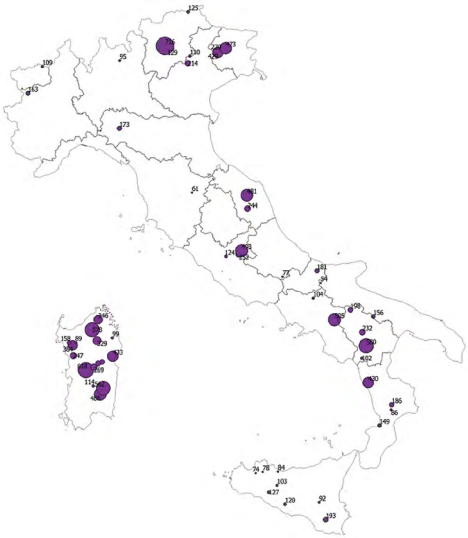
I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

li tecnicamente fattibili, con potenze fino a 800 MW. In Figura 5.23 si riporta la distribuzione dei potenziali impianti a scala regionale, con la potenza totale e il numero di impianti ricavabili, e la loro localizzazione sul territorio nazionale dove la dimensione del cerchio rappresenta proporzionalmente la potenza. La potenza totale installabile in Italia è di circa 13,6 GW con una capacità di accumulo di quasi 126 GWh. Il maggiore impianto di pompaggio tradizionale si trova in Trentino-Alto Adige con una potenza installabile media di circa 716 MW, un salto di oltre 400 m e un volume di pompaggio di 5 Mm³. Il secondo impianto per taglia si trova in Sardegna con una potenza installata di circa 618 MW, un salto di circa 360 m e un volume di pompaggio anche esso di 5 Mm³. Il terzo impianto potenziale è situato in Basilicata, con una potenza media installabile di 580 MW.

FIGURA 5.23

Potenza totale a scala regionale e numero di impianti di pompaggio tradizionali tecnicamente fattibili (sinistra) e loro localizzazione con indicazione della potenza complessiva (destra).

Regione	Potenza complessiva (MW)	Capacità di accumulo (MWh)	Numero di impianti
Abruzzo	77	715	1
Basilicata	1.267	11.702	5
Calabria	955	8.824	5
Campania	505	4.664	1
Emilia Romagna	173	1.591	1
Friuli Venezia Giulia	1.122	10.312	3
Lazio	869	8.044	3
Lombardia	95	884	1
Marche	725	6.685	2
Molise	235	2.185	2
Piemonte	163	1.503	1
Sardegna	5098	47.184	16
Sicilia	871	8.061	8
Toscana	61	567	1
Trentino Alto Adige	1.081	9.977	4
Valle D'aosta	109	998	1
Veneto	214	1.973	1
Totale complessivo	13.620	125.869	56



Negli studi di Ricerca di Sistema è stato analizzato anche il potenziale del cosiddetto “pompaggio marino”, ossia gli impianti dove si sfrutta il mare come serbatoio inferiore costruendo un nuovo invaso a quota superiore lungo la fascia costiera [78] [79] [80] [128]. L'Italia è un paese con un notevole sviluppo costiero e alcuni litorali, soprattutto lungo la fascia tirrenica e le isole, sono sufficientemente sconosciuti e relativamente poco antropizzati da poter essere presi in considerazione per la costruzione di questo tipo d'impianto.

Applicando la metodologia di localizzazione e caratterizzazione dei sistemi di pompaggio sviluppata da RSE (§5.2.2.1), sono state identificate 255 configurazioni possibili di impianti di pompaggio marino sul territorio italiano. Il potenziale di sviluppo tecnicamente fattibile di impianti di pompaggio marino è ben superiore a quello degli impianti di pompaggio tradizionale. Circa il 32% delle configurazioni (82 impianti) ha potenze inferiori a 100 MW. In Figura 5.24 si riporta la distribuzione dei potenziali impianti marini a scala regionale, con la potenza totale e il numero di impianti ricavabili, e la loro localizzazione sul territorio nazionale dove la dimensione del cerchio rappresenta proporzionalmente la potenza. La capacità totale delle configurazioni di pompaggio marino identificate è circa 65,6 GW con una capacità di accumulo di poco superiore a 610 GWh. La regione con maggiore potenziale tecnicamente fattibile è la Calabria con 83 configurazioni impiantistiche fattibili per una potenza complessiva di circa 26,2 GW, seguita dalla Sicilia dove sono state identificate 66 configurazioni per una potenza totale installata di circa 15,6 GW e dalla Sardegna con 58 configurazioni impiantistiche per un totale di 12,7 GW.

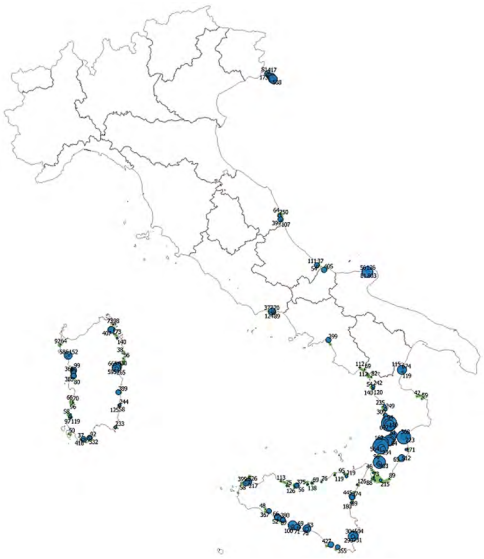
In sintesi, considerando sia gli impianti tradizionali sia quelli marini, risultano di particolare interesse le regioni Calabria, Sardegna e Sicilia, che combinano fabbisogno e potenziale tecnico. In totale in queste regioni sono stati individuati 29 impianti tradizionali e 207 di tipo marino.

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

FIGURA 5.24

Potenza totale a scala regionale e numero di impianti di pompaggio marino tecnicamente fattibili (sinistra) e loro localizzazione con indicazione della potenza complessiva (destra).

Regione	Potenza complessiva (MW)	Capacità di accumulo (MWh)	Numero di impianti
Abruzzo	763	7.103	5
Basilicata	181	1.672	2
Calabria	26.234	243.814	83
Campania	511	4.779	2
Friuli Venezia Giulia	4.950	46.006	17
Lazio	1.654	15.501	8
Marche	1.213	11.324	7
Molise	405	3.797	1
Puglia	1.368	12.735	6
Sardegna	12.741	119.186	58
Sicilia	15.554	144.809	66
Totale complessivo	65.574	610.726	255



5.2.3

Criteri, indicatori e metodi per la localizzazione dei pompaggi

Il potenziale di sviluppo dei sistemi di pompaggio idroelettrici ottenuto da RSE nella Ricerca di Sistema [128] [131], risulta essere molto superiore agli scenari di fabbisogno prospettati da Terna nel Piano di Sviluppo [49]. Per le tre regioni con maggiore potenziale (§5.2.2.2), secondo Terna le necessità di futuro accumulo *utility scale* saranno di 5,6 GWh per la Calabria, 6,9 GWh per la Sardegna e 20,4 GWh per la Sicilia. Partendo da questi valori e dividendo per 8 ore si ottengono le potenze equivalenti necessarie al 2030:

- 700 MW per Calabria (a fronte di un potenziale di 27.190 MW).
- 860 MW per Sardegna (a fronte di un potenziale di 17.839 MW).
- 2.550 MW per Sicilia (a fronte di un potenziale di 16.425 MW).

Per selezionare tra le possibili configurazioni quelle che meglio

soddisfano criteri di utilità e di sostenibilità tecnica, economica e ambientale, RSE ha sviluppato una metodologia basata sull'applicazione dell'Analisi Multi-Criteri (*Multi-Criteria Analysis*, MCA). In termini generali, la MCA è un sistema di supporto alle decisioni applicabile ogni qual volta siano presenti obiettivi conflittuali o dove sia necessario effettuare una classificazione di priorità [132]. Lo scopo ultimo di una MCA è di generare una graduatoria delle alternative, o *ranking*, tramite confronto sia di tipo qualitativo sia quantitativo, combinando scale multidimensionali di misure in una singola scala di priorità. Il processo si basa sui seguenti elementi caratteristici:

- **Alternative.** Sono gli oggetti della valutazione e della scelta. Nel nostro caso l'insieme delle possibili localizzazioni e configurazioni di potenziali impianti di pompaggio tradizionali e marini.
- **Criteri.** I “criteri” con cui sono valutate le *performance* del sistema possono essere espressi tramite un insieme di “indicatori” che, in pratica, sintetizzano le *performance* del sistema quando vengono applicate soluzioni alternative.
- **Funzioni di utilità.** Per confrontare in modo univoco e trasparente criteri dimensionalmente diversi tra loro, che possono esprimere un impatto in termini sia quantitativi sia qualitativi, è necessario ricorrere alle “funzioni di utilità”. Queste esprimono la soddisfazione del decisore rispetto al singolo indicatore e consentono di tradurre gli indicatori in un'unica unità di misura e in una stessa scala normalizzata (per esempio da 0 a 1, in cui il valore 0 corrisponde alla mancanza assoluta di soddisfazione, mentre il valore 1 esprime la massima soddisfazione del decisore/*stakeholder*).
- **Pesi.** Il processo si conclude con l'assegnazione, a cura del decisore, del “peso” da attribuire ad ogni indicatore. Con tale operazione, il decisore esprime l'importanza del singolo indicatore rispetto agli altri. L'assegnazione dei pesi, che rispetta le preferenze del decisore, richiede un'interazione tra chi esegue l'analisi dal punto di vista tecnico e il decisore.
- **Risultati del *ranking*.** Una volta definiti i pesi, è immediato il calcolo dell'utilità media pesata di ogni singola alternativa, effettuando la somma pesata delle sue prestazioni rispetto ai singoli criteri.
- **Analisi di sensitività.** L'analisi di sensitività si basa sulla modifica dei pesi dei criteri in funzione delle preferenze di esperti selezionati, per valutare le variazioni nei risultati del *ranking*.

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

Partendo da quanto sviluppato in [128], descritto nel §5.2.2, per le regioni italiane sono state identificate 291 alternative di pompaggi, tradizionali e marini. Le *performance* di ciascuna configurazione sono state valutate applicando i tre criteri riportati nella prima colonna della Tabella 5.15.

TABELLA 5.15

Albero dei criteri e indicatori sviluppato.

Criterio	Sotto-criterio	Nome dell'indicatore
A. Soddisfacimento di servizi di flessibilità	A1. Capacità di fornire flessibilità	A1.1 Potenza impianto di pompaggio A1.2 Effetto "locale" dell'interrimento A1.3 Volume di pompaggio A1.4 Preallarme alla siccità dei laghi esistenti
	A2. Esigenza di servizi locali di flessibilità	A2.1 Congestioni sulla rete di Alta e Altissima Tensione. A2.2 Concentrazione di impianti EOLICI nella zona A2.3 Concentrazione di impianti FOTOVOLTAICI nella zona
B. Economia del progetto		B1 Costo specifico dell'impianto B2 Apporto di sedimento all'invaso (effetto "globale") B3 Qualità dell'ammasso roccioso per gli scavi B4 Rapporto lunghezza /salto B5 Pericolosità sismica B6 Accessibilità B7 Opere di connessione alla rete elettrica B8 Salto geodetico B9 Beneficio economico nazionale
C. Facilità di approvazione/realizzazione del progetto		C1 Concorrenza di usi multipli C2 Stato ecologico laghi esistenti C3 Opportunità di configurare il nuovo invaso marino con un dissalatore C4 Stato dell'invaso C5 Limitazione gestionale dell'invaso esistente
	C6. Valutazione rischio frane	C6.1 Vicinanza del nuovo invaso alle zone di rischio frane C6.2 Sovrapposizione del tracciato delle gallerie con zone rischio frana "profonda"
	C7 Vicinanze alle aree protette e vincolate	C7.1 Vicinanza del nuovo invaso con aree protette C7.2 Sovrapposizione e vicinanza dell'invaso esistente o degli scarichi al mare con aree protette C7.3 Sovrapposizione e vicinanza del nuovo invaso con aree boscate C7.4 Sovrapposizione e vicinanza dell'invaso esistente o degli scarichi al mare con aree boscate C7.5 Vicinanza del nuovo invaso alle aree urbanizzate C7.6 Vicinanza dell'invaso esistente o degli scarichi al mare con aree urbanizzate
	C8 Impatto in fase di cantiere	C8.1 Invaso nuovo, impatto in fase di cantiere C8.2 Gallerie, centrale in caverna, condotta forzata

Un primo criterio analizzato è stato quello del “soddisfacimento delle necessità di flessibilità”, dal punto di vista sia del potenziale di fornitura di servizi di regolazione sia del supporto alla gestione del sistema per far fronte a problemi di congestione, a un aumentato livello di concentrazione delle fonti energetiche non programmabili ecc. È stato anche elaborato il criterio di “economia del progetto”, considerando aspetti monetari che potrebbero influire sulla scelta degli impianti di pompaggio, ad esempio costi costruttivi, qualità dell'ammasso roccioso, pericolosità sismica, opere di connessione alla rete elettrica ecc. Nel terzo criterio, relativo alla “facilità di approvazione e realizzazione del progetto”, sono stati inclusi dei parametri ambientali e di stimolo o di scoraggiamento che incidono durante le fasi approvativa, realizzativa e ad opera finita.

A loro volta i macro-criteri A e C sono stati suddivisi in diversi sotto-criteri che meglio descrivono le *performance* di ciascuna configurazione (seconda colonna in Tabella 5.15). I criteri e sotto-criteri sono infine “misurati” per mezzo di indicatori, qualitativi o quantitativi (terza colonna in Tabella 5.15).

Alcuni valori numerici degli indicatori sono stati ricavati direttamente dai risultati dei modelli di localizzazione e caratterizzazione degli impianti di pompaggio tradizionali e marini: ad esempio, la potenza dell'impianto A1.1, il volume di pompaggio A1.3, il costo specifico B1, il rapporto lunghezza/salto e il salto geodetico B4 e B8, il beneficio economico nazione B9, i volumi di scavo C8.1 e C8.2. Altri valori provengono da elaborazioni modellistiche relative all'interimento degli invasi esistenti, quali l'effetto “locale” dell'interrimento A1.2 e l'apporto di sedimento all'invaso B2. Altri indicatori risultano da operazioni eseguite in ambiente GIS, in particolare tutti gli indicatori del sotto-criterio A2, la valutazione della qualità dell'ammasso roccioso B3, l'accessibilità B6, le opere di connessione alla rete elettrica B7, il sotto-criterio C6 relativo alla valutazione del rischio frane e tutti gli indicatori del sotto-criterio C7 riferito alla vicinanza alle aree protette e vincolate. Infine, alcuni indicatori provengono dall'incrocio con altre informazioni, anche di cambiamento climatico, quale il preallarme alla siccità A1.4, l'opportunità di configurare il nuovo invaso marino con un dissalatore C3, la pericolosità sismica B5, la concorrenza di usi multipli C1, lo stato ecologico dei laghi C2, lo stato dell'invaso e la sua limitazione gestionale C4 e C5.

La metodologia MCA è stata applicata per ottenere dapprima una classificazione degli impianti, collocando nei primi posti quelli più interessanti per il sistema, e successivamente per comporre scenari

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

di nuovo sviluppo del pompaggio tradizionale e marino, compatibili con i piani di Terna al 2030.

Dalle 291 alternative di impianti di pompaggio, tradizionali e marini, sono stati generati 13 *ranking*, prodotti con i pesi ricavati da sondaggi e riunioni *ad hoc* con *stakeholder* nazionali e internazionali. Dai risultati emerge che i pesi assegnati ai tre criteri dagli *stakeholder* generano differenti *ranking*, offrendo al pianificatore una gamma di soluzioni alternative per la realizzazione di nuovi impianti. Da questi *ranking* sono stati selezionati gli impianti le cui posizioni consentono di rispondere al fabbisogno di accumulo previsto da Terna al 2030, considerando i seguenti scenari di copertura del fabbisogno:

- Scenario 1. Il 25% di accumulo pianificato viene soddisfatto solo da PHES tradizionali. I fabbisogni da coprire con PHES risultano quindi di 175 MW per Calabria, 215 MW per Sardegna e 638 MW per Sicilia.
- Scenario 2. Il 100% di accumulo pianificato viene soddisfatto da PHES tradizionali. I fabbisogni da coprire con PHES risultano quindi di 700 MW per Calabria, 860 MW per Sardegna e 2.550 MW per Sicilia.
- Scenario 3. Il 25% di accumulo pianificato viene soddisfatto da PHES tradizionali e marini. I fabbisogni di accumulo a coprire con PHES sono identici allo scenario 1.
- Scenario 4. Il 100% di accumulo pianificato viene soddisfatto da PHES tradizionali e marini. I fabbisogni di accumulo da coprire con PHES sono identici allo scenario 3.

In generale, per la Calabria, gli impianti potenziali di pompaggio tradizionali con maggiore priorità sono quelli che utilizzano gli invasi di Cameli e Melito (con potenze rispettivamente di 430 e 86 MW), seguiti da Monte Mareello (129 MW) e Passante (182 MW). Per la Sardegna, l'impianto di Sa Cantonera (618 MW) risulta interessante, seguito da Combidanovu (182 MW). Mentre per la Sicilia, vengono selezionati diversi PHES utilizzando gli invasi di Pietrarossa, San Giovanni, Fanaco, Piana degli Albanesi, Poma e Rosamarina.

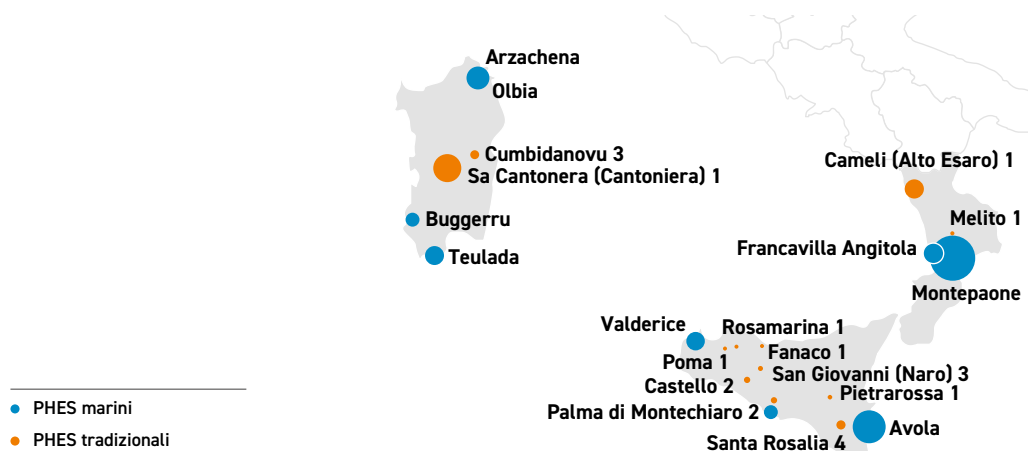
Considerando anche la realizzazione di impianti di pompaggio marino per coprire il fabbisogno di accumulo, in Calabria risulta interessante l'impianto di Montepaone (1.002 MW) seguito da quello di Francavilla Angitola (542 MW). Per la Sardegna, l'impianto marino di Teulada (416 MW) risulta preferito, ma sono altrettanto interessanti i PHES marini di Olbia (514 MW), Buggerru (129 MW) e Arzachena

(98 MW). Mentre per la Sicilia, compaiono selezionati gli impianti di pompaggio marino di Valderice (399 MW), Palma di Montechiaro (291 MW) e Avola (731 MW).

Nell'ipotesi di sfruttamento misto (tradizionale e marino), per il caso della Sardegna e della Calabria, il metodo predilige attivare una maggior quantità di impianti marini, mentre per la Sicilia si ottiene una tendenza a coprire il fabbisogno mediante impianti di pompaggio di tipo tradizionale (Figura 5.25).

FIGURA 5.25

Mappa dei PHES tradizionali e marini che compaiono selezionati almeno una volta tra le diverse preferenze per lo scenario 4.
La dimensione di ogni cerchio rappresenta la potenza nominale.



5.3

MITIGAZIONE DEI RISCHI ASSOCIATI A EVENTI METEOROLOGICI ESTREMI

La società moderna considera essenziale l'incremento della sicurezza delle infrastrutture a fronte delle più disparate minacce, tra cui gli eventi meteorologici estremi, la cui frequenza e intensità è in aumento anche a causa dei cambiamenti climatici (§6). In questo paragrafo si mette in luce come le dighe possano contribuire alla gestione del rischio alluvioni (§5.3.1) definendo opportuni piani di laminazione delle piene (§5.3.2). Ai fini della sicurezza idraulica delle

infrastrutture idroelettriche, è altresì importante creare una base dati robusta che consenta una ricostruzione affidabile degli idrogrammi di piena in entrata agli invasi nonché il monitoraggio dei cambiamenti climatici per comprendere come l'assetto idrologico del territorio italiano stia cambiando (§5.3.3).

5.3.1

La valutazione e la gestione del rischio alluvioni

Per quanto riguarda il rischio alluvioni, da oltre un decennio è in vigore la Direttiva Europea 2007/60/CE (*Direttiva Alluvioni*) [133] [13], secondo cui è richiesto agli Stati membri di redigere e aggiornare ogni sei anni i “Piani di Gestione del Rischio di Alluvioni”. In questi piani è necessario individuare la pericolosità degli eventi (mappe delle aree allagabili, altezza d'acqua e velocità attese ecc.), stimare le conseguenze su persone e beni (possibile perdita di vite umane e danni economici) e definire le azioni di mitigazione possibilmente mediante analisi costi-benefici.

Poiché le dighe fanno parte delle grandi opere presenti sul territorio, sono richiesti appositi studi per la valutazione del rischio derivante dalla loro presenza. In Italia, gli studi inerenti alla valutazione dei pericoli a valle delle dighe sono iniziati circa 30 anni fa, e fanno riferimento a quanto riportato nelle Circolari del Ministero dei lavori Pubblici 28 agosto 1986, n. 1125 [134], e 4 dicembre 1987, n. 352 [14], e successive modifiche. Questi studi hanno prodotto come risultato la mappatura delle aree inondabili per apertura degli scarichi o per ipotetico collasso dell'opera, ossia una valutazione quantitativa della “pericolosità” (*hazard*) delle dighe, la quale è un elemento essenziale per la valutazione dei danni potenziali che possono generare, demandando inizialmente alle Prefetture il compito di redigere i relativi piani di emergenza. In condizioni di emergenza, attualmente le attività del concessionario, della Direzione Generale Dighe e delle Autorità di protezione civile sono pianificate nel “Documento di Protezione Civile” (DPC), redatto sulla base di quanto previsto dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 8 luglio 2014 (c.d. *Direttiva Dighe*) [135]. La stessa Direttiva prevede la redazione di un secondo documento: il Piano di Emergenza Dighe (PED) che definisce le azioni di contrasto ai pericoli connessi con la propagazione di onde di piena dallo sbarramento, determinate da manovre degli scarichi o ipotetico collasso. Il PED è, secondo la Direttiva, predisposto e approvato dalla regione territorialmente competente. Il quadro di

riferimento del PED è rappresentato dal corrispondente DPC e dagli studi sulla propagazione delle piene artificiali. I Comuni, i cui territori possono essere interessati da un'onda di piena originata da manovre degli organi di scarico o dall'ipotetico collasso dello sbarramento, prevedono nel proprio piano di emergenza comunale o intercomunale una sezione dedicata alle specifiche misure di allertamento, di ramazione dell'allarme, informazione, primo soccorso e assistenza alla popolazione esposta al pericolo; tale attività è da svolgere con il supporto della prefettura, della provincia e della regione.

L'attuale ricerca nell'ambito della sicurezza delle dighe è orientata al miglioramento della valutazione e gestione del rischio, anche mediante tecniche aggiornate di stima delle conseguenze dei pericoli e l'applicazione di principi di resilienza, come definito dalla *United Nations International Strategy for Disaster Reduction* (UN-ISDR), vale a dire *“la capacità di un sistema, comunità o società esposta a rischi di resistere, assorbire, adattarsi e riprendersi dagli effetti di un pericolo in modo tempestivo ed efficiente, anche attraverso la conservazione e il ripristino delle sue strutture e funzioni di base essenziali”* [136] [137].

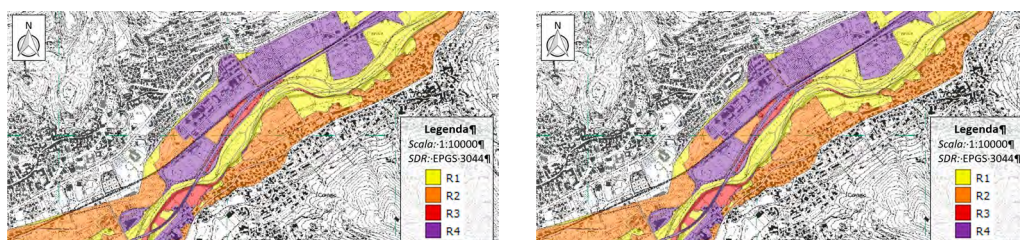
Quale strumento di ausilio alla valutazione del rischio alluvioni nella Ricerca di Sistema è stato sviluppato il *software* FloodRisk2 [138], finalizzato alla valutazione delle conseguenze generate da eventi di *dam-break*, o piene naturali, nei territori a valle degli sbarramenti attraverso la definizione di mappe che quantificano i danni economici e la popolazione a rischio. Lo strumento è stato reso conforme alle linee guida della Direttiva Alluvioni per essere utilizzato nella redazione dei Piani di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA). Rispetto ai metodi di tipo “qualitativo” impiegati dalle Autorità di bacino distrettuali per la stima dei danni secondo gli indirizzi operativi riportati in [139], FloodRisk2 presenta il vantaggio di mettere a disposizione curve di vulnerabilità di letteratura per una valutazione di tipo “quantitativo” dei danni economici attesi. Analisi costi-benefici consentono poi di quantificare e, soprattutto, comparare l'efficacia di diverse proposte di intervento di mitigazione, tenendo conto oltretutto dell'intensità dell'evento (altezza d'acqua e velocità). In Figura 5.26 si mostra il confronto tra la mappa del rischio economico ottenuta dall'Autorità di Distretto del Po mediante stime qualitative (basate solo sull'uso del suolo a prescindere dal valore economico dei beni e dall'intensità dell'evento) e quella fornita da FloodRisk2 con stime quantitative (€/m²). Nella mappa del rischio economico di FloodRisk2, dove sono rappresentate nuove classi di rischio definite in base all'entità del danno economico, l'area industriale (ID 335 in

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

Figura 5.26), situata in una zona a bassa probabilità di inondazione, viene fatta ricadere nella classe di rischio massima poiché, in caso di allagamento, i danni che subirebbero prodotti e macchinari, industriali e artigianali, avrebbero un peso economico elevato. Diversamente, le aree destinate a impianti sportivi (ID 178 in Figura 5.26), poste in prossimità del fiume, sono classificate in una zona a rischio basso poiché subirebbero danni economici limitati. Per maggiori dettagli sulle funzionalità del codice si rimanda al §7.4.1.

FIGURA 5.26

Mappa del rischio economico ottenuta con un metodo qualitativo (sinistra) e con metodo quantitativo di FloodRisk2 (destra) per i comuni di Nembro e Albino, Lombardia [138].



Queste valutazioni, oltre a essere previste nella Direttiva Alluvioni (art. 7, comma 3) [133], sono ritenute necessarie anche nelle “Linee guida per le attività di programmazione e progettazione degli interventi per il contrasto del rischio idrogeologico” della struttura di missione *#italiasicura* [140].

5.3.2

La laminazione delle piene

Se da un lato le dighe rappresentano una fonte di pericolo, dall'altro lato, grazie alla loro capacità di regolazione degli invasi artificiali, possono costituire un mezzo per limitare gli effetti degli eventi di piena sul territorio a valle, contribuendo, quindi, a mitigare il rischio idraulico per persone e beni. Infatti, i volumi di acqua defluenti durante la piena possono essere inizialmente immagazzinati dall'invaso (supposto non completamente pieno) e, in un secondo tempo, essere rilasciati a valle in modo controllato, evitando o limitando i

danni che si avrebbero in assenza di sbarramento (laminazione delle piene). Il tema della capacità di laminazione delle piene è trattato con maggior dettaglio nel §5.3.2.1.

L'importanza della regolazione dei deflussi è riconosciuta a livello normativo con l'obbligo di assicurare, se possibile, la massima laminazione dell'evento di piena atteso, o in corso, anche attraverso la predisposizione, laddove giustificato da studi specifici, di un piano di laminazione preventivo, secondo quanto riportato nel DPCM 27 febbraio 2004 e successive modifiche [141]. In tale Direttiva, riguardante la gestione organizzativa e funzionale del sistema di protezione civile per il rischio idrogeologico e idraulico, si prevede, infatti, che le azioni di regolazione dei deflussi dalle dighe nel corso di eventi di piena siano definite in un "Piano di Laminazione" predisposto dalle Regioni, con il concorso tecnico dei Centri funzionali decentrati, dell'Autorità di bacino e della Direzione Generale per le Dighe del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Considerando che la concessione a scopo idroelettrico delle dighe è largamente predominante in Italia (§2.3), si comprende l'importante contributo di tali opere ai fini della protezione civile.

5.3.2.1

Laminazione statica e dinamica

Secondo il DPCM 27 febbraio 2004, nei Piani di Laminazione possono essere individuate due diverse procedure: una *statica*, che consiste nel limitare con continuità la quota d'invaso durante i periodi dell'anno critici; l'altra *dinamica*, che consiste nella messa a disposizione, mediante manovre preventive e/o nel corso dell'evento, dei volumi per la laminazione sulla base di previsioni delle piene.

Fra le due procedure, la prima risulta di facile applicazione in quanto, una volta effettuata un'analisi statistica della frequenza delle piene e individuati i periodi critici, consiste nell'imporre al gestore una limitazione di invaso per un certo numero di mesi dell'anno. Nel secondo caso, invece, occorre predisporre un sistema di monitoraggio idrometeorologico e di previsione delle piene in tempo reale, nonché studiare le manovre più opportune da attuare in diga in base alle caratteristiche dell'invaso e delle opere di scarico manovrabili.

Per la sua semplicità, nella pratica comune è generalmente adottata la laminazione statica con lo svantaggio di una perdita annua di produzione idroelettrica, di una riduzione della capacità di invaso e di uno spreco della risorsa idrica.

Fra gli svantaggi della laminazione statica, si segnala anche una minor efficacia dell'azione di protezione in caso di piene con doppi picchi di portata, in quanto il volume d'invaso messo a disposizione

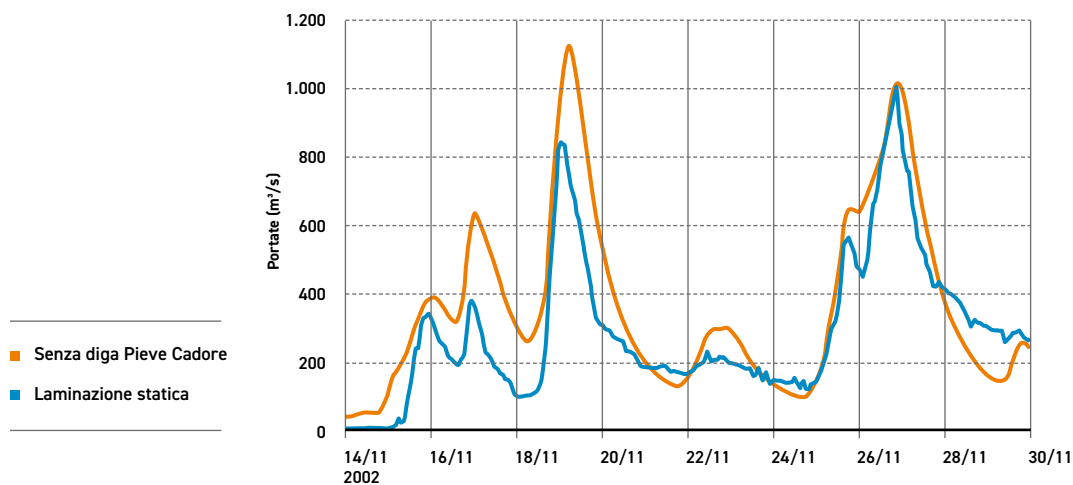
per la laminazione potrebbe non essere più disponibile all'arrivo del secondo picco avendo invasato il primo. Tale problematica potrebbe, per contro, essere superata avvalendosi di un sistema di previsione, in tempo reale, delle piene che consente di attuare un piano di laminazione dinamico tramite il quale, con adeguate manovre, è possibile ottimizzare l'impiego del volume d'invaso rispetto alla sequenza degli eventi attesi.

L'esempio riportato in [142], basato sull'utilizzo dello strumento HaltFlood, sviluppato da RSE nella Ricerca di Sistema [143], mostra chiaramente il vantaggio di ricorrere a una laminazione dinamica, rispetto a una laminazione statica, analizzando il caso dell'evento di piena avvenuto nel novembre 2002 che ha interessato la diga di Pieve di Cadore, in provincia di Belluno. Tale evento è stato caratterizzato da due picchi di piena, verificatisi rispettivamente nei giorni 19 e 26 novembre. Con la laminazione statica è stato attenuato solo il primo picco di piena (Figura 5.27) utilizzando una significativa parte del volume di laminazione (differenza di aree sottesa fra la curva rossa e quella nera) nei primi giorni di piena, mentre le simulazioni con HaltFlood dimostrano che, avendo a disposizione una previsione affidabile dell'evento atteso nei giorni successivi, sarebbe stato possibile laminare entrambi i picchi di piena mediante una laminazione dinamica (Figura 5.28) con effetti positivi fino alla città di Belluno posta 42 km a valle della diga.

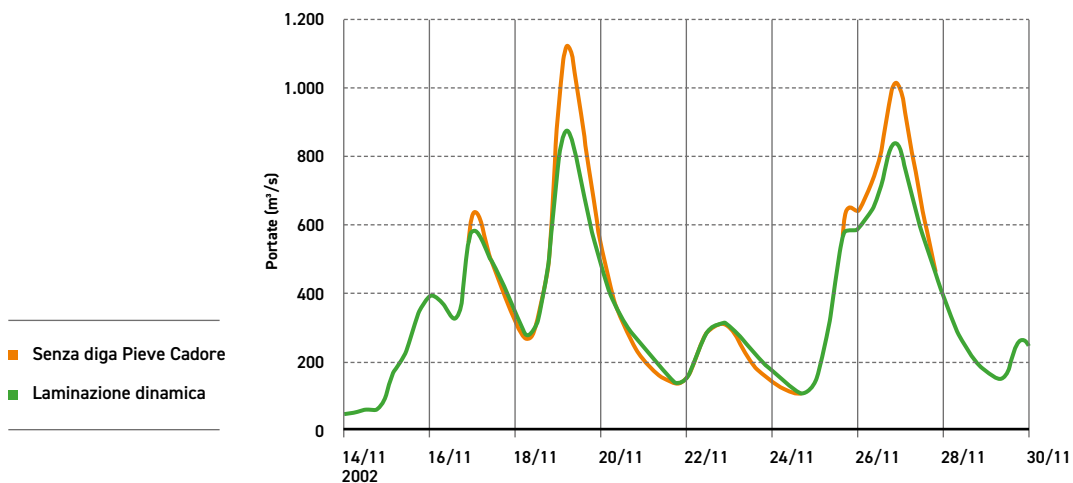
In generale, lo strumento *software* HaltFlood, descritto con maggiore dettaglio nel §7.4.2, fornisce un valido ausilio alla predisposizione dei piani di laminazione di tipo dinamico.

FIGURA 5.27

Evento di piena del novembre 2002 sul Piave a Belluno: confronto fra l'idrogramma di piena misurato, attenuato in parte dalla laminazione statica alla diga di Pieve di Cadore, e quello che si sarebbe registrato in assenza dello sbarramento.

**FIGURA 5.28**

Evento di piena del novembre 2002 sul Piave a Belluno: confronto fra l'idrogramma di piena senza laminazione e quello ottenibile con la laminazione dinamica alla diga di Pieve di Cadore.



I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

Per quanto riguarda la perdita di produzione idroelettrica si riporta in Figura 5.29, come esempio, una stima effettuata su un caso test, di diversi anni fa, relativo alle centrali idroelettriche di Taio e Mezzocorona, in provincia di Trento, avvalendosi dei dati storici di invaso della diga di Santa Giustina, situata a monte dei due impianti, messi a disposizione da Edison. Il valore stimato è la percentuale di produzione idroelettrica che si sarebbe persa, nel decennio 1990-1999, nell'ipotesi di utilizzo di 20 milioni di metri cubi dell'invaso della diga di Santa Giustina per la laminazione statica nei mesi di settembre-ottobre-novembre rispetto alla massima produzione ottenibile in condizioni idrologiche ottimali, sfruttando i volumi massimi di concessione. Naturalmente i valori di perdita di produzione variano di anno in anno in funzione dei livelli di invaso derivanti dalle condizioni idrologiche contingenti. Nel 1990 e nel 1998, per esempio, non vi è alcuna perdita di produzione perché la quota d'invaso sarebbe stata addirittura inferiore a quella richiesta per l'attuazione di una laminazione statica a causa della siccità.

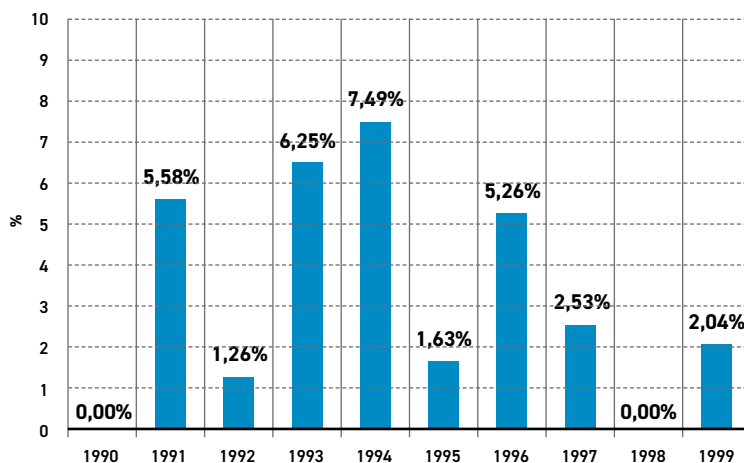
Per quanto riguarda la situazione attuale e futura dell'uso dell'invaso di Santa Giustina è interessante citare alcune informazioni ricavate dalla Delibera n. 923 del 27 maggio 2022 [144] della Provincia Autonoma di Trento che tratta delle procedure di riassegnazione delle concessioni a scopo idroelettrico. Infatti, in tale Delibera viene riportato l'entità del volume attualmente destinato alla laminazione che è pari a 30 milioni di metri cubi, di cui 20 milioni di tipo statico (imposti per tutti i mesi dell'anno, non a livello stagionale come inizialmente ipotizzato) e 10 di tipo dinamico da attuare su richiesta dell'Amministrazione Provinciale.

A favore di un incremento della modalità dinamica, nella Delibera, avendo la provincia verificato che non sussistono prevalenti interessi pubblici a un uso diverso delle acque del tutto incompatibili con l'uso idroelettrico, per la successiva riassegnazione delle concessioni viene individuato come "interesse pubblico l'incremento della produzione di energia rinnovabile" e a tale scopo, pur mantenendo la destinazione totale di 30 milioni di metri cubi alla laminazione delle piene, è stata prospettata l'utilità di modificare la parte statica, diminuendola da 20 a 15 milioni di metri cubi e incrementando parallelamente da 10 a 15 milioni di metri cubi la parte dinamica. Fatta salva l'importanza di attuare la laminazione ai fini della protezione del territorio, questa scelta risponde sicuramente alla necessità di incrementare la produzione rinnovabile come auspicato dall'Europa ma potrebbe comunque comportare uno spreco eccessivo di risorsa

idrica, non sostenibile in una situazione in cui le crisi idriche hanno ormai cadenza annuale. La diga di Santa Giustina svolge indubbiamente un ruolo fondamentale nel garantire portate d'acqua nel fiume Adige necessarie per la fornitura d'acqua potabile nei territori della provincia di Rovigo per ostacolare la risalita del cuneo salino alla foce dello stesso fiume e per la distribuzione delle competenze irrigue in vasti territori del Veneto. Tuttavia, alla luce di oltre 70 anni d'esercizio dell'impianto andrebbe valutato con attenzione il periodo di applicazione della limitazione (stagionale o permanente) e definito un rapporto tra laminazione statica e laminazione dinamica che riduca al minimo lo spreco di risorsa.

FIGURA 5.29

Stima della percentuale di perdita annua di produzione di energia alle Centrali di Taio e Mezzocorona nell'ipotesi di utilizzo di 20 milioni di metri cubi dell'invaso della diga di Santa Giustina per la laminazione statica nei mesi di settembre-ottobre-novembre.



In sintesi, l'uso degli invasi esistenti per la salvaguardia del territorio in caso di precipitazioni intense sembra essere al momento l'unica soluzione percorribile per la salvaguardia del territorio ma, come si è visto, questo potrebbe portare a uno spreco eccessivo di risorsa, soprattutto in caso di laminazione statica, con conseguenti impatti sul benessere sociale e l'economia del paese. Purtroppo, non

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

c'è ancora piena consapevolezza di questa criticità visto che le soluzioni alternative, come la realizzazione di casse di espansione, sono spesso contestate dalle comunità locali (sindrome *Not In My Back Yard* - NIMBY) ma anche dai sindaci stessi per evitare di perdere consenso elettorale (sindrome *Not In My Term of Office* - NIMTO).

5.3.3

La ricostruzione degli eventi di piena

Le stime di portate di piena con tempi di ritorno elevati, necessarie per la rivalutazione idraulica delle dighe, sono affette da elevati livelli di incertezza a causa della carenza di dati osservati in sito che non consentono di calibrare i modelli idrologici. Per tale motivo, la Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche ed elettriche con le Circolari SDI/7128 del 31 ottobre 2000 e SDI/8111 del 5 dicembre 2000 [145] aveva disciplinato le registrazioni e le misure che i concessionari dovevano integrare nelle procedure del "Foglio di condizioni per l'esercizio e la manutenzione" di ciascuna diga per la ricostruzione degli idrogrammi di piena (con particolare riferimento a quelli nella sezione di ingresso allo sbarramento).

Dopo oltre 15 anni dall'emanazione delle suddette Circolari, preso atto del fatto che la raccolta dei dati idrologico-idraulici (massimi colmi, idrogrammi annuali) non aveva trovato sufficiente attuazione nelle procedure dei concessionari, con la successiva Circolare 13 febbraio 2018, n. 3356 [145], la DGD confermò l'obbligo di rilevamento sistematico dei dati funzionali alla ricostruzione degli idrogrammi di piena in ingresso e, in secondo luogo, stabilì la necessità di inserire tali idrogrammi nelle asseverazioni semestrali da trasmettere alla DGD. Le disposizioni precisavano che la seconda asseverazione del 2018 avrebbe dovuto includere la ricostruzione, da un punto di vista idrologico e idraulico, di uno o più eventi significativi del quinquennio 2012-2017.

Le disposizioni delle Circolari della DGD rispondono all'esigenza di avere a disposizione una base robusta di dati idrologici per comprendere quali modifiche stiano avvenendo nel regime pluviometrico del territorio italiano a causa dei cambiamenti climatici che, negli ultimi decenni, stanno esacerbando l'intensità degli eventi meteorologici estremi, sempre più frequenti [146] [147] [148]. Considerando dunque la necessità di arricchire le informazioni e le conoscenze idrologiche del territorio nazionale per il monitoraggio degli impatti dei cambiamenti climatici, nella suddetta Circolare la DGD ha dichiarato esplicitamente l'intenzione di avvalersi delle misure raccol-

te con le asseverazioni per promuovere la costruzione e l'aggiornamento di una banca dati resa disponibile a tutti i concessionari delle dighe, alla Protezione Civile e alle Autorità di Distretto Idrografico.

Premesso che la ricostruzione degli idrogrammi di piena alle dighe avviene in maniera indiretta tramite un bilancio di massa al serbatoio a partire dalle misure del livello dell'acqua invasata, nel primo triennio di raccolta dati, la DGD ha rilevato che la ricostruzione delle portate da parte dei concessionari può essere affetta da incertezze, a volte piuttosto significative, anche ricorrendo a metodi avanzati. In particolare, le incertezze associate alla stima del livello d'invaso (per la presenza di moti ondosi ma anche per la precisione dell'idrometro stesso), alla stima delle portate allacciate e all'uso di curve di scarico non sempre adeguatamente ricavate (soprattutto nel caso di scarichi presidiati da paratoie), rendono poco affidabili, e talvolta inutilizzabili, i valori delle portate stimati dagli idrogrammi ricostruiti. Per accrescere la base dati delle massime portate annue con valori il più possibile "affidabili", ITCOLD ha costituito un apposito Gruppo di Lavoro, coordinato dalla DGD, sulla ricostruzione degli idrogrammi di piena massimi annui. Nel 2023 tale gruppo ha pubblicato un Bollettino [149] che traccia linee guida (disponibili sul sito di ITCOLD³³) per il calcolo delle portate a partire dagli idrogrammi massimi annui e fornisce i criteri per la valutazione dell'affidabilità del dato ricostruito. Per l'elaborazione degli idrogrammi di piena, il gruppo ha anche predisposto un metodo di lavoro speditivo, comune e condiviso, con l'obiettivo di facilitare la DGD nella valutazione e nel confronto dei dati raccolti.

Come prima indicato, uno dei limiti della ricostruzione degli idrogrammi di piena alla singola diga tramite bilancio di massa al serbatoio è dato dalle incertezze nella valutazione delle portate in ingresso da canali di gronda, allacciati e non monitorati, e delle portate in uscita dagli scarichi. Un significativo miglioramento potrebbe essere raggiunto avendo a disposizione uno strumento che estenda il bilancio di massa a tutta l'asta o a tutte le aste fluviali in cui ricadono le dighe analizzate. Siccome su un'asta fluviale possono trovarsi dighe di diversi concessionari, tale strumento avrebbe come naturale utilizzatore un ente che possa raccogliere i dati di tutti i gestori, come la DGD, oppure organi competenti in materia idrologica e idraulica, come per esempio l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca

³³ <https://www.itcold.it>, evento ITCOLD "Ricostruzione degli idrogrammi di piena".

I punti di forza dell'idroelettrico nel processo di transizione

Ambientale (ISPRA) con il supporto delle varie Agenzie Regionali per la Protezione ambientale (ARPA) che potrebbero integrare il sistema con le rilevazioni delle stazioni idrometrografiche regionali, nonché delle stazioni termo-pluviometriche.

RSE sta valutando la possibilità di sviluppare tale strumento nel prossimo Piano Triennale della Ricerca di Sistema 2025-2027. A tal fine verranno recuperate ed ampliate diverse componenti già disponibili nel *software* HaltFlood, tra cui la struttura dati del geo-database, il simulatore delle opere idrauliche delle dighe e la struttura basata su uno schema a rami e nodi della rete idrografica, compresi i canali di gronda di trasporto delle portate dei bacini allacciati alle dighe. A completamento delle funzionalità di HaltFlood è necessario un modello idrologico afflussi-deflussi in grado di aggiungere al sistema le informazioni derivanti dalle forzanti meteo (precipitazioni e temperature), trasformandole in portate. Il modello idrologico attualmente presente in HaltFlood è del tipo a parametri concentrati e potrebbe essere sostituito, o affiancato, a seconda delle situazioni, anche dal nuovo modello CRHyME a parametri distribuiti, descritto nel paragrafo §7.4.3) che RSE ha sviluppato nella Ricerca di Sistema per effettuare simulazioni geo-idrologiche tenendo conto anche dei cambiamenti climatici. Ai fini della ricostruzione e/o verifica degli idrogrammi di piena alle dighe, il sistema HaltFlood dovrà essere reimpostato per essere capace di recepire e misure in sito e permettere la ricostruzione di tali idrogrammi.

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

Nel precedente capitolo sono stati analizzati i punti di forza degli impianti idroelettrici nell'attuale contesto energetico ma occorre esaminare anche le barriere che potrebbero impedire a questo settore di assumere un ruolo proattivo nel processo di decarbonizzazione. Nel presente capitolo si esaminerà come diversi aspetti, di natura non tecnologica, stanno di fatto ponendo dei freni a questo settore, limitandone le potenzialità.

Non tutti gli argomenti di seguito presentati sono stati trattati da RSE nella Ricerca di Sistema ma vengono comunque discussi per fornire una panoramica ampia e il più possibile esaustiva del contesto italiano.

L'aspetto più critico che le istituzioni devono affrontare con estrema urgenza è sicuramente la definizione del quadro regolatorio per disciplinare l'assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico visto che alcune sono già scadute e che l'86% di esse scadrà entro il 2029 [150]. Tale compito, demandato alle singole Regioni, sta divenendo un vero e proprio nodo gordiano che potrebbe non solo fare perdere competitività a questo comparto ma anche arrestarne lo sviluppo o addirittura portare a fuori servizio o al *decommissioning* delle infrastrutture esistenti per ragioni di sicurezza (§6.1). Gli attuali concessionari stanno da anni mettendo in evidenza le possibili conseguenze, auspicando oltretutto una maggiore uniformità legislativa a livello europeo, ma al momento non si prospettano soluzioni in grado di risolvere questa situazione di stallo. Per attrarre investimenti sarebbe oltretutto necessario procedere con una semplificazione del *permitting* dei progetti per l'adeguamento, il ripristino e la costruzione di nuove opere, compresi gli impianti di pompaggio. Si stima che i tempi delle fasi progettuali e di gara per l'appalto dei lavori per la realizzazione di opere con costi superiori a 10 M€ richiedano in media 11 anni [151]. Anche dopo aver accertato la compatibilità ambientale dei progetti, si deve percorrere una lunga catena di permessi che, in alcuni casi, richiede anche più di 30 pareri. Molti progetti sono poi bocciati dalle Regioni o dalle soprintendenze per tutelare i paesaggi. Purtroppo, accade anche che la medesima norma sia interpretata in maniera differente dagli uffici pubblici locali e questo frazionamento crea non poche difficoltà alle imprese costruttrici. Se si tiene presente che per gli interventi di *repowering* e *revamping* degli impianti il settore idroelettrico è pronto a investire quasi 10 miliardi di euro entro il 2030, si comprende come l'eccessiva burocrazia stia frenando questo settore e la filiera industriale ad esso sottesa, con impatti negativi sulla crescita economica e occupazio-

nale nonché forti rallentamenti sul percorso verso il raggiungimento degli obiettivi europei. Investire nell'idroelettrico avrebbe, infatti, un impatto sostanziale sulla generazione rinnovabile visto che basterebbe un solo GW in più di potenza per produrre almeno tre TWh.

Altro aspetto di natura non tecnologica da attenzionare è l'accettabilità sociale delle infrastrutture esistenti o di quelle da costruire per migliorare la capacità di accumulo o per proteggere il territorio dal rischio inondazioni (§6.2). Da anni RSE collabora con ITCOLD su questo tema promuovendo iniziative sul territorio nazionale per creare maggiore consapevolezza sui servizi che gli impianti idrici e idroelettrici possono fornire per lo sviluppo dell'economia locale e più in generale per il benessere comune. Si mostrerà, in particolare, come in questo campo l'Italia sia vista come un riferimento dagli altri paesi europei.

Oltre agli aspetti burocratici-amministrativi e sociali, nel presente capitolo si analizzano gli impatti che i cambiamenti climatici potrebbero avere sulla producibilità del settore idroelettrico (§6.3.1), sugli ecosistemi fluviali e lacustri con conseguenze sulla qualità dell'acqua (§6.3.2) e sull'accumulo di sedimenti nei serbatoi (§6.4). In quest'ultimo caso, oltre a proporre approcci per valutare il grado di interrimento nel lungo periodo, si discutono anche le difficoltà che si sono create in seguito ad alcune disposizioni normative, recentemente riviste per introdurre il concetto di "capacità utile sostenibile".

L'acqua è considerata un bene comune dell'umanità, fonte di vita, ma le crisi idriche che hanno colpito l'Europa negli ultimi anni, i consumi eccessivi di molti paesi che si trovano già in condizioni di *stress* idrico (in particolare l'Italia) e la scarsità che si prospetta a causa dei cambiamenti climatici creeranno forti interessi economici attorno a questa risorsa tanto che già si parla di "oro blu". In quest'ottica è importante puntare da un lato sulla riduzione dei consumi e dall'altro lato sulla gestione sostenibile dell'acqua mediante sistemi di supporto alle decisioni che siano in grado di individuare le priorità di utilizzo, compresa l'acqua accumulata nei bacini artificiali (6.5.1).

Per migliorare la sostenibilità degli impianti idroelettrici, si deve agire inoltre sulla riqualificazione ecologica dei corsi d'acqua tramite la definizione di opportuni rilasci d'acqua dagli invasi (deflusso ecologico, §6.5.2) e la "messa a terra" di soluzioni a tutela della flora e della fauna (§6.5.3). I concessionari danno importanza anche alla riduzione degli impatti paesaggistici delle infrastrutture esistenti, non solo dei nuovi impianti, prevedendo per esempio la rivegetazione di fasce in prossimità delle opere oppure la verniciatura delle opere più esposte, come le condotte aeree.

6.1

IL RINNOVO DELLE CONCESSIONI

Il quadro normativo italiano riguardante le concessioni per l'utilizzo dell'acqua¹ risale all'emanazione del Testo Unico (T.U.) del 1933. Per le piccole derivazioni, nel caso non fossero presenti motivi di interesse pubblico, il T.U. contemplava la possibilità di rinnovo, mentre per le grandi derivazioni introduceva il principio di temporaneità delle concessioni con il passaggio delle opere allo Stato. Dopo la nazionalizzazione dell'industria elettrica, avvenuta a fine 1962, questo principio si tramutò di fatto in concessioni *sine die* per ENEL, sottoposta al controllo del Ministero dell'Industria. Con il Decreto-legge n. 333/92 [152], convertito in Legge n. 359/92 [153], fu sancita la trasformazione di ENEL in una società per azioni e il passaggio della medesima dalla posizione di riservataria del servizio elettrico a quella di concessionario.

Per recepire la Direttiva 96/92/CE dell'Unione Europea in materia di liberalizzazione del mercato riguardante le grandi derivazioni idroelettriche [154], il T.U. fu corretto successivamente dal D.lgs. 79/1999 (c.d. Decreto Bersani) [108], il quale introdusse la riassegnazione della concessione mediante gara a evidenza pubblica, riconoscendo tuttavia un diritto di preferenza per il concessionario uscente. Il Decreto Bersani, inoltre, fissò al 1° aprile 2029 la scadenza delle concessioni per le grandi derivazioni idroelettriche rilasciate a ENEL in seguito alla privatizzazione. Le concessioni assegnate ad altri soggetti, scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2010, furono prorogate di diritto a tale data, mentre per quelle posteriori al 31 dicembre 2010 furono mantenuti i termini di scadenza stabiliti dai relativi atti di concessione.

In seguito, la Commissione europea aprì una procedura d'infrazione nei confronti dell'Italia e la Corte Costituzionale dichiarò l'illegittimità di alcuni aspetti contenuti nel Decreto Bersani, ritenendo in particolare il "diritto di prelazione" un indebito privilegio a favore dei concessionari uscenti che snaturava l'essenza stessa della gara in quanto ostacolava di fatto la parità di trattamento tra i vari operatori.

Anche altri provvedimenti, successivi al Decreto Bersani, furono censurati dalla Corte Costituzionale in quanto, oltre a non determinare condizioni di apertura del mercato, come sollecitato dall'Unio-

¹ *L'acqua è un bene demaniale la cui titolarità è dello Stato, da tutelare e utilizzare secondo criteri di sostenibilità (art. 144 del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152, Tutela e uso delle risorse idriche) [193].*

ne Europea, comportavano un'illegittima proroga delle concessioni². È il caso della Legge 23 dicembre 2005, n. 266 [155], che introduceva, a cinque anni dalla scadenza della concessione, una gara indetta dalla amministrazione competente per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata trentennale, rispondendo in tal modo alle richieste della Commissione europea, ma prevedeva per contro, come misura compensativa, una proroga di dieci anni dei termini di scadenza di tutte le concessioni delle derivazioni idroelettriche, condizionata alla effettuazione di "congrui interventi di ammodernamento degli impianti", definiti dalla Legge stessa.

6.1.1

Alcune considerazioni sul quadro regolatorio adottato a livello europeo

Una indagine condotta recentemente da Assoidroelettrica in collaborazione con EREF (*European Renewable Energy Association*) sui diversi sistemi di regolamentazione delle derivazioni idroelettriche vigenti nei Paesi europei³ evidenzia come vi sia nel contesto europeo una notevole disomogeneità sia per quanto riguarda i termini di rilascio, di rinnovo e di durata delle concessioni (in diversi Paesi superiore a 70 anni e in Austria pari a 90 anni) sia relativamente alla soglia che discrimina tra grandi e piccole derivazioni (3 MW vs 10 MW, §2.2.2).

Fermo restando il ruolo strategico che il settore idroelettrico gioca e dovrà giocare in futuro per il raggiungimento degli obiettivi

² La complessità del quadro normativo nazionale, d'altro canto, riguarda la ripartizione delle competenze legislative tra i diversi organismi dello Stato: fermi restando gli indirizzi complessivi relativi alle derivazioni idroelettriche che competono allo Stato, in base al D.lgs. n. 112/1998 [15] alle Regioni competono le funzioni amministrative in merito alla gestione del demanio idrico, incluse quelle relative alle derivazioni di acqua pubblica e alla determinazione dei canoni di concessione. Alle Province sono trasferite le competenze soprattutto in materia di piccole derivazioni.

³ <https://www.assoidroelettrica.it/?p=7480>

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

dell'Unione Europea⁴, in particolare per quanto riguarda l'obiettivo della produzione di energia da fonti rinnovabili da raggiungere nel 2030 e 2050, permane una notevole differenza normativa tra i vari Paesi dell'Unione che determina condizioni di distorsione del mercato che devono essere gestite opportunamente. A tale scopo, la Commissione Europea è intervenuta negli ultimi anni soprattutto per la regolamentazione delle grandi derivazioni.

Nel 2019 la Commissione ha inviato lettere di messa in mora indirizzate a ben otto Stati membri (Italia, Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Svezia) con l'obiettivo di sensibilizzarli a introdurre forme concorrenziali nel settore dell'energia idroelettrica, in quanto la Commissione riteneva che i quadri giuridici e le pratiche degli Stati interessati da queste procedure di infrazione non fossero pienamente conformi alla Direttiva sui servizi 2006/123/CE (conosciuta come direttiva Bolkenstein) [156] e alle norme UE sugli appalti pubblici (Direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione [157]). Da un attento esame delle effettive condizioni applicate da tali Stati in materia di concessioni idroelettriche, risultava una sostanziale mancanza di concorrenzialità che non assicurava parità di trattamento tra gli operatori dei diversi stati nel mercato unico. In diversi paesi non è stato introdotto un meccanismo di gara competitiva al termine della concessione (Austria, Belgio, Francia); in altri paesi il titolare del permesso ha garanzie di priorità rispetto a potenziali concorrenti (Portogallo).

Per quanto riguarda l'Italia, la Commissione ha inviato una lettera di messa in mora complementare attribuendo alle autorità italiane la mancata trasparenza e imparzialità nell'emissione di procedure di selezione per l'assegnazione delle autorizzazioni idroelettriche scadute (*si veda lo stralcio del testo della lettera trasmessa dalla Commissione all'Italia riportata in Appendice C*).

Occorre, comunque, rilevare che l'Italia risulta l'unico paese della UE che ha avviato provvedimenti tesi alla introduzione di procedure

⁴ Elżbieta Bieńkowska, commissario per il mercato interno, l'industria, l'imprenditoria e le piccole medie imprese nella commissione Juncker dal 1° novembre 2014 al 30 novembre 2019, ha pubblicamente dichiarato: "Stiamo costruendo un'Unione dell'energia per garantire un'energia sicura, accessibile e sostenibile per tutti. Un settore idroelettrico ben funzionante svolge un ruolo strategico nell'aumentare la quota di energie rinnovabili nel nostro mix energetico. Per questo motivo dobbiamo assicurare parità di condizioni nel mercato unico e garantire che le aziende possano fornire energia idroelettrica in tutta l'UE".

di concorrenza aperta sui rinnovi delle concessioni idroelettriche in risposta alle procedure d'infrazione della Commissione Europea, che sono state chiuse nel settembre 2021. Questo aspetto appare piuttosto anomalo in quanto nessun altro Stato sta organizzando procedure di selezione imparziali e la maggior parte degli Stati non ha mai tenuto conto della possibile applicabilità della Direttiva Europea sui servizi introducendo gare concorrenziali aperte nel settore idroelettrico.

Occorre rilevare come l'apertura unilaterale del mercato da parte di un singolo Stato membro (in questo caso l'Italia) determina un quadro di regole del mercato asimmetrico, con conseguente possibile perdita di asset strategici, in particolare per il grande patrimonio idroelettrico italiano. Mancherebbe, quindi, il principio di reciprocità e omogeneità nelle norme del mercato tra Stati concorrenti.

È inoltre significativo osservare come la soglia tra grandi e piccole derivazioni presente nell'ordinamento italiano è decisamente inferiore a quella presente in altri Stati direttamente concorrenti (3 MW anziché 10 MW).

Va osservato come, allo stato attuale, non esiste alcuna iniziativa da parte della Commissione in ordine alla opportunità di estendere il principio di concorrenza anche alle piccole derivazioni.

6.1.2

La regionalizzazione delle concessioni idroelettriche

A fronte dei richiami e dell'invio della lettera di messa in mora complementare della Commissione Europea e delle pronunce della Corte costituzionale, il Governo italiano ha messo in atto azioni legislative tese all'individuazione di una soluzione del problema concessorio relativo al settore idroelettrico.

Il Disegno di Legge sulla Concorrenza (DDL n. 2469-B "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021" [158]), convertito nella Legge 5 agosto 2022, n. 118 [159] - fatte salve le competenze delle Province autonome di Trento e di Bolzano e delle Regioni a statuto speciale ai sensi dei rispettivi statuti e delle relative norme di attuazione - ha disposto a favore delle Regioni, già competenti in materia di rilascio delle concessioni, il trasferimento della proprietà delle opere idroelettriche alla loro scadenza e nei casi di decadenza o rinuncia alle concessioni stesse. In particolare, una volta cessata la concessione, sono trasferite alle Regioni:

- le cosiddette "opere bagnate" (dighe, condotte forzate, canali di scarico ecc.) a titolo gratuito. Nel caso il concessionario abbia eseguito a

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

proprie spese, nel periodo di validità della concessione, investimenti su questi beni (purché previsti dalla concessione o autorizzati dal concedente) si applica, per la parte di bene non ammortizzato, un indennizzo al concessionario uscente pari al valore non ammortizzato e fatti salvi gli oneri di manutenzione straordinaria sostenuti;

- le cosiddette “opere asciutte” (beni materiali), con corresponsione di un prezzo da quantificare al netto dei beni ammortizzati, secondo dati criteri.

La Legge sulla Concorrenza stabilisce che siano le Regioni e non lo Stato a disciplinare le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico. In particolare, definisce che le funzioni amministrative per l'assegnazione della concessione sono di competenza della Regione sul cui territorio insiste la maggior portata di derivazione d'acqua in concessione. Resta, quindi, in capo alle Regioni l'attivazione delle procedure per il rinnovo delle concessioni, che dovranno essere avviate non oltre il 31 dicembre 2023. L'avvio e gli esiti delle procedure di assegnazione devono essere comunicati tempestivamente al Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile (MIMS). Per gli impianti con concessione già scaduta o in scadenza entro fine 2024, le Regioni possono accordare una proroga (non oltre il 27 agosto 2025) che consenta al concessionario uscente la prosecuzione dell'esercizio della derivazione in attesa del completamento delle procedure di nuova assegnazione. I concessionari uscenti, inoltre, potranno ottenere un indennizzo sugli investimenti per la parte non ammortizzata. Resta la possibilità, per il MIMS, di esercitare poteri sostitutivi di cui all'articolo 8 della Legge 5 giugno 2003, n. 131 [160], e indire le nuove gare di assegnazione se le Regioni risultano inadempienti, prevedendo che il 10% dell'importo dei canoni concessori resti acquisito al patrimonio statale.

Le nuove leggi regionali devono prevedere requisiti minimi per l'assegnazione delle concessioni, tra i quali si cita una adeguata capacità economica, organizzativa e tecnica dei concessionari che devono attestare un'avvenuta gestione di grandi derivazioni per un periodo di almeno cinque anni. Le leggi regionali devono, inoltre, richiedere la presentazione di proposte progettuali che prevedano la definizione dei *“miglioramenti minimi in termini energetici, di potenza di generazione e di producibilità da raggiungere nel complesso delle opere di derivazione, adduzione, regolazione e condotta dell'acqua e degli impianti di generazione, trasformazione e connessione elettrica”* [38] per contribuire al raggiungimen-

to degli obiettivi strategici nazionali in materia di sicurezza energetica e fonti energetiche rinnovabili (p.es. contemplando anche la possibilità di dotare le infrastrutture di accumulo idrico per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nella rete elettrica). Le leggi regionali devono, inoltre, richiedere livelli minimi di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza, chiedendo di destinare una quota degli introiti derivanti dall'assegnazione al finanziamento delle misure dei Piani di gestione distrettuali o dei piani di tutela, finalizzate alla tutela e al ripristino ambientale dei corpi idrici interessati dalla derivazione in attuazione della Direttiva 2000/60/UE [161]. Il progetto di concessione deve includere misure di compensazione ambientale e territoriale, anche a carattere finanziario, da destinare ai Comuni i cui territori si trovano tra i punti di presa e di restituzione delle acque. Devono sussistere, inoltre, obblighi o limitazioni gestionali che rendano ammissibili progetti di utilizzo delle acque invase per scopi idroelettrici per fronteggiare situazioni di crisi idrica o per la laminazione delle piene. La valutazione delle proposte progettuali presentate avverrà tramite un procedimento unico con la partecipazione, ove necessario, dei Ministeri competenti.

La durata delle nuove concessioni è compresa tra 20 e 40 anni; il termine massimo può essere esteso fino a un massimo di 10 anni in relazione agli investimenti previsti nella proposta presentata.

Le leggi regionali devono fornire disposizioni anche in merito all'utilizzo delle opere asciutte. Se la proposta progettuale prevede l'utilizzo dei beni mobili e immobili, all'atto del subentro l'assegnatario dovrà corrispondere agli aventi diritto un prezzo, in termini di valore residuo, determinato p.es. mediante perizia asseverata. In caso di non utilizzo dei beni mobili, il proponente deve farsi carico della rimozione e smaltimento secondo le norme vigenti; i beni immobili restano, invece, di proprietà degli aventi diritto in caso non siano utilizzati dai nuovi affidatari della concessione.

Per quanto riguarda le Province autonome di Trento e Bolzano, la Legge di bilancio 2018 (Legge n. 205/2017, articolo 1, comma 833 [162]) aveva già attribuito la competenza a disciplinare le procedure di assegnazione delle concessioni, stabilendo norme procedurali per lo svolgimento delle gare, i termini di indizione, i criteri di ammissione e di aggiudicazione, i requisiti finanziari, organizzativi e tecnici dei partecipanti. La Legge aveva anche disposto il trasferimento alle Province autonome della proprietà delle opere idroelettriche alla scadenza delle concessioni e nei casi di decadenza o rinuncia. Ovviamente, la competenza legislativa delle Province autonome in mate-

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

ria di procedure di assegnazione delle concessioni rimane subordinata al *“rispetto dell'ordinamento dell'Unione Europea e degli accordi internazionali, nonché dei principi fondamentali dell'ordinamento statale”*.

Anche per le Province autonome, la Legge di bilancio 2018, modificata dalla successiva Legge di bilancio 2020 (Legge n. 160/2019, articolo 1, comma 77 [163]), ha prorogato di diritto fino al 31 dicembre 2023, e non oltre, le concessioni già scadute o con scadenza anteriore a tale termine in attesa del completamento delle procedure di evidenza pubblica. Tale termine è stato, tuttavia, prorogato dal DDL Concorrenza fino al 31 dicembre 2024.

6.1.3

Rinnovare le concessioni per rilanciare il settore idroelettrico: opportunità e criticità

Il rapporto *Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese*, redatto da The European House-Ambrosetti in collaborazione con A2A, EDISON ed ENEL, mette in evidenza come in Italia oltre il 70% degli impianti idroelettrici ha più di 40 anni e l'86% delle concessioni di grande derivazione è già scaduto o scadrà entro il 2029 [150].

La crisi energetica degli ultimi anni, determinata dapprima dalla pandemia e aggravata in seguito dalla guerra in Ucraina, ha dimostrato quanto sia urgente attuare misure che consentano di minimizzare la dipendenza energetica del nostro Paese. A tal fine è prioritario affrontare le criticità dell'attuale quadro normativo italiano al fine di sbloccare gli investimenti che riguardano le risorse strategiche presenti sul nostro territorio, in particolare l'idroelettrico, per garantire una maggiore sicurezza e resilienza del settore energetico nazionale. Secondo quanto riportato nel rapporto citato, il rinnovo decennale delle concessioni vigenti consentirebbe ai concessionari di avviare immediatamente investimenti aggiuntivi pari a 9 miliardi di euro con effetti a cascata fino a 26,5 miliardi di euro.

L'attuale disomogeneità normativa a livello europeo, che non impone di fatto ai Paesi dell'Unione Europea l'istituzione di meccanismi concorrenziali per il rinnovo delle concessioni idroelettriche, penalizzerà inevitabilmente l'Italia. Un ulteriore elemento ostativo agli investimenti nel settore idroelettrico potrebbe essere determinato dalla disomogeneità delle procedure regionali per l'assegnazione delle concessioni, nonché delle modalità di trasferimento e valorizzazione dei beni a fine concessione. Anche nella proposta di aggiornamento del

PNIEC [38] si sottolinea la necessità di promuovere un costante confronto con le Regioni per favorire una efficiente e adeguata applicazione delle norme affinché l'idroelettrico possa concorrere adeguatamente al raggiungimento degli obiettivi strategici del nostro Paese.

Altra criticità è rappresentata dalla durata delle concessioni prevista dalla Legge sulla concorrenza 2021, tra le più basse in Europa. Adeguati meccanismi di estensione di tali concessioni consentirebbero la messa a terra di piani straordinari di investimento e di efficientamento degli impianti in grado di garantire una maggiore certezza sul ritorno dell'investimento e di favorire le filiere industriali italiane legate al settore idroelettrico.

6.2

L'ACCETTABILITÀ SOCIALE DELLE DIGHE SUL TERRITORIO

Per sostenere il processo di decarbonizzazione del sistema energetico e avere maggiore riserva idrica per adattarsi ai cambiamenti climatici, garantendo la sicurezza energetica e alimentare, sarebbe necessario costruire nuovi impianti idrici e idroelettrici, oltre ovviamente a ridurre l'impronta idrica del nostro paese come riportato nel §6.5.1. Questa esigenza si scontra da un lato con la lentezza dei processi autorizzativi, a volte di durata decennale, e dall'altro con l'opposizione di diverse associazioni (in primis il WWF in ambito europeo), nonché di realtà ambientaliste locali.

Da diversi anni ITCOLD, con il supporto di RSE, sta affrontando il tema della *public acceptance* delle dighe sul territorio nazionale poiché è evidente come sia necessario promuovere la comunicazione e un confronto aperto e diretto tra i concessionari e gli *stakeholder* che operano sul medesimo territorio per creare, innanzitutto, maggiore consapevolezza sui servizi che queste infrastrutture svolgono per il benessere sociale e, in secondo luogo, per ottenere la fiducia e il sostegno comune sia per la costruzione di nuove strutture sia per il mantenimento in esercizio di quelle esistenti [164] [165]. A tal fine, oltre una decina di anni fa, ITCOLD ha costituito il GdL *Benefici e problemi associati alla presenza dei serbatoi artificiali sul territorio: indagine socioeconomica e ambientale sul rapporto diga-territorio*, coordinato da Guido Mazzà (già dirigente RSE, ora presidente ITCOLD). Il gruppo ha promosso un'iniziativa di largo respiro finalizzata dapprima alla valutazione della proattività dei gestori delle dighe nei riguardi delle istanze locali e territoriali che ospitano le dighe e, successivamente,

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

alla misura della percezione e consapevolezza degli *stakeholder* sul ruolo svolto da queste infrastrutture e dai gestori stessi nei riguardi del territorio mediante l'organizzazione di *workshop* aperti al pubblico, non solo agli operatori del settore.

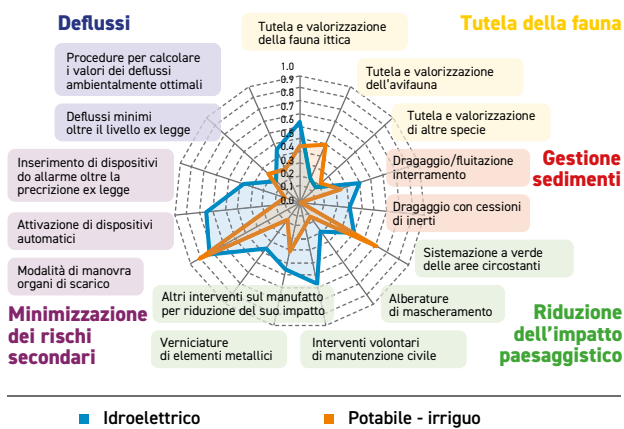
Per la valutazione del livello di proattività dei gestori delle dighe nei riguardi delle istanze locali e territoriali che ospitano tali infrastrutture, è stato sviluppato un *Modello Gestori*, basato su un questionario [166], finora compilato per 56 dighe (Figura 6.1, sinistra), appartenenti a 9 gestori idroelettrici, 8 gestori di impianti ad uso irriguo e 2 ad uso potabile. Le informazioni raccolte sono state raggruppate in tre macrosettori che fanno riferimento a una serie di azioni che i gestori hanno messo in atto per la riduzione degli impatti sul territorio ospite e la promozione dell'economia locale. L'analisi dei risultati dell'indagine, aggiornata ogni anno e condotta mediante grafici radar (un esempio è riportato in Figura 6.1, destra), ha consentito di avere un quadro complessivo delle azioni messe in atto dai concessionari evidenziando anche alcune differenze di comportamento tra le due tipologie di gestori: idrici e idroelettrici. In estrema sintesi, si riportano di seguito alcuni elementi emersi dall'indagine:

- *Gestione ambientale*: attenzione per la protezione della fauna, per la sistemazione a verde delle aree circostanti la diga, per la sicurezza dei sistemi di manovra degli organi di scarico, per il monitoraggio ambientale, per le certificazioni ambientali ISO 14001 e EMAS (queste ultime conseguite soprattutto dai concessionari idroelettrici).
- *Promozione dello sviluppo locale (promozione del territorio e della comunicazione)*: fortemente privilegiate le attività tese a favorire l'avvicinamento del pubblico al sistema diga-invaso con l'organizzazione di visite guidate alle infrastrutture, la promozione e talvolta il finanziamento di competizioni sportive e di attività ricreative per famiglie, la partecipazione a tavoli di consultazione, la promozione di programmi di sviluppo locale a vocazione ambientale e turistica, l'organizzazione di momenti formativi e didattici, soprattutto indirizzati alle scolaresche.
- *Trasferimento di risorse economiche verso il territorio*: questo punto sostanzialmente riguarda i soli gestori idroelettrici che, in genere, effettuano rilasci ad hoc di risorsa idrica per rispondere a richieste specifiche da parte di *stakeholder* locali (enti pubblici o soggetti privati), forniscono contributi economici diretti per iniziative locali di varia natura e contributi economici indiretti per casi di emergenza (p.es. per la protezione antincendio nei periodi di particolare siccità).

Questi dati rappresentano un campione statisticamente significativo perché sono riferiti a più del 10% delle grandi dighe italiane, che risultano ben distribuite sul territorio e caratterizzate da differenti usi della risorsa idrica.

FIGURA 6.1

Posizione delle 56 dighe esaminate per valutare la proattività dei concessionari nei riguardi del territorio italiano (sinistra, in blu gli impianti ad uso prevalente idroelettrico, in arancione quelli ad uso potabile e in verde quelli ad uso irriguo) ed esempio di elaborazione dei dati del Modello Gestori (destra).



Per cogliere come gli *stakeholder* percepiscano la proattività dichiarata dai gestori nel mitigare le esternalità negative e sostenere l'economia locale è stata scelta la strategia di organizzare dei *workshop* in tutta Italia con l'obiettivo di facilitare un dialogo e un confronto diretto tra i concessionari e gli *stakeholder* del territorio in cui operano queste infrastrutture. Per procedere in tal senso, il GdL ha dovuto superare inizialmente una certa cautela da parte dei concessionari nel confrontarsi con gli *stakeholder* del territorio in eventi pubblici. Il punto di svolta è stato il *workshop* "Dighe & Territorio" tenutosi a Bolzano nel 2014, strutturato su due giornate. Nella sessione del mattino della prima giornata, i concessionari idroelettrici avevano illustrato le azioni proattive promosse in aggiunta a quanto previsto dalla legge. Nella sessione del pomeriggio, gli *stakeholder* locali avevano fornito un riscontro in merito alla percezione del ruolo delle dighe nel contesto

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

socioeconomico, alla effettiva consapevolezza della proattività dichiarata dai gestori e al grado di rilevanza che attribuivano a forme di partecipazione e cooperazione. La seconda giornata era stata dedicata alla visita di due dighe dell'Alto Adige per illustrare come sono gestite e quali controlli si effettuano.

Questo format si è rivelato particolarmente vincente sia per promuovere un confronto aperto, diretto e costruttivo tra due realtà che a volte hanno avuto, o hanno tuttora, visioni contrapposte sia per avvicinare la popolazione al mondo idroelettrico, in particolare alle dighe. La buona riuscita dell'evento di Bolzano ha facilitato, in seguito, l'organizzazione di altri *workshop* "Dighe e Territorio", con cadenza annuale, se si esclude l'interruzione causata dalla pandemia di COVID-19. Finora sono stati svolti 7 eventi in varie città italiane: Bolzano, 2014; Copanello (CS), 2015; Bologna, 2016; Rieti, 2017; Genova, 2018; Palermo, 2019; Aosta, 2022 (Figura 6.2). L'ottavo *workshop* si è tenuto il 12-13 ottobre 2023 a Caserta per coinvolgere l'area del centro-sud Italia.

In totale circa 1200 persone, tra tecnici e cittadini, hanno preso parte a questi incontri, denotando il forte interesse che gravita attorno alle infrastrutture idriche e idroelettriche. Altre informazioni sulle attività svolte in passato sul tema dell'accettabilità sociale si possono reperire nel Bollettino ITCOLD, presentato nel 2021 in un incontro *online* [167], e nei precedenti rapporti di Ricerca di Sistema [164] [165] [151].

FIGURA 6.2

Luoghi in cui sono stati organizzati i workshop Dighe e Territorio tenutisi dal 2014 al 2023.



Facendo riferimento agli atti dei *workshop* finora organizzati, disponibili sul sito ITCOLD⁵, si riporta di seguito una sintesi dei principali elementi emersi nel corso dei diversi incontri:

- *Rapporto tra Concessionari ed Enti Locali* (comuni, province e regioni): in genere molto conflittuale all'epoca della realizzazione delle dighe, è andato via via migliorando grazie all'attivazione di tavoli di confronto e alla individuazione di forme di compensazione delle esternalità negative.
- *Rapporto tra Concessionari e Uffici Tecnici operanti sul territorio*: nei casi in cui è stato istituito un confronto continuo in sede istituzionale, si sono ottenuti risultati positivi nella gestione delle diverse problematiche presenti sul territorio.
- *Gestione della risorsa idrica*: si è evidenziata la necessità che la risorsa idrica sia messa in stretta relazione con lo sviluppo dell'economia locale. Il consenso e l'accettazione della presenza degli invasi aumentano quanto maggiore è la ricaduta economica diretta sui territori e sulle comunità dove sono presenti gli invasi.
- *Dighe ed ecologia delle acque*: è richiesta maggiore attenzione nei riguardi dei fenomeni di *hydropeaking* e *termopeaking*⁶.
- *Monitoraggio dello stato del corpo idrico e piani di gestione*: è stata evidenziata la necessità che siano definite prescrizioni ottimali per lo svaso e il monitoraggio della qualità dell'acqua prima e dopo le operazioni di fluitazione.
- *Mitigazione delle piene e dei fabbisogni nei periodi di deficit idrico*: l'importante ruolo che gli invasi svolgono è stato messo in evidenza soprattutto nelle aree del centro-sud del Paese, dove sono presenti corsi d'acqua caratterizzati da un regime idrico prevalentemente torrentizio.
- *Importanza della laminazione nel controllo delle piene*: le attuali conoscenze meteorologiche e idrologiche, oltre alla disponibilità di sistemi di monitoraggio, consentono di far affidamento su previsioni molto più affidabili di quanto fosse possibile fare nel passato.
- *Adozione di strategie e investimenti per garantire la disponibilità della risorsa idrica in considerazione dei cambiamenti climatici e dell'an-*

⁵ <https://www.itcold.it/relazioni-e-atti/>

⁶ Variazioni termiche improvvise nei corsi d'acqua a valle delle centrali associate al fenomeno di *hydropeaking*.

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

damento della domanda: è stata evidenziata la necessità che le manovre di regolazione degli invasi siano coerenti con le esigenze territoriali, anche alla luce dei cambiamenti climatici e del diverso uso del suolo. L'uso plurimo delle acque sta facendo, inoltre, emergere l'esigenza sempre più pressante di disporre di sistemi integrati che ottimizzino l'uso della risorsa idrica per evitare inutili sprechi e definiscano in modo flessibile la priorità dei diversi utilizzi a seconda delle situazioni.

- *Miglioramento e promozione di rapporti strutturali tra Gestori ed Enti Parco nei quali sono presenti dighe:* l'attivazione di uno stretto rapporto di collaborazione tra questi soggetti favorisce la promozione del territorio e delle attività economiche che ivi si svolgono.
- *Incentivazione degli usi integrativi delle risorse idriche degli invasi:* da parte di numerosi *stakeholder* è emersa la richiesta di una maggiore sensibilità da parte dei gestori verso usi integrativi della risorsa (p.es. lotta agli incendi, navigazione, attività ricreative).
- *Rapporto tra gestori, Enti locali e associazioni per la realizzazione di eventi sportivi connessi all'uso della risorsa idrica, degli invasi e delle infrastrutture:* sono numerosi i casi di accordi stipulati a livello locale (p.es. gare di canoa, pesca sportiva, corse intorno ai bacini ecc.).
- *Mantenimento in efficienza del patrimonio infrastrutturale:* le grandi dighe sono considerate un valore trasmessoci dalle generazioni precedenti che si ha il dovere morale, oltre all'interesse economico, di preservare per le generazioni future. In particolare, è stata evidenziata l'urgenza di realizzare interventi di gestione dei sedimenti nei serbatoi sottesi da dighe che stanno riducendo in modo significativo la disponibilità idrica stimata di circa il 30% a livello nazionale, con punte molto maggiori a livello regionale, soprattutto nel mezzogiorno.
- *Mini hydro:* è stata espressa una critica molto severa all'eccessivo sviluppo del *mini hydro*, che ha mostrato forti limiti di qualità ambientale delle realizzazioni e difficoltà di controllo. Alcune associazioni ambientaliste hanno rivisto la loro posizione sul *mini hydro* a favore dei grandi impianti, soggetti a controlli più stringenti e con impatti meno distribuiti sul territorio rispetto a quelli determinati dal *mini hydro*.
- *Concessioni idroelettriche:* è stato evidenziato come il rinnovo delle concessioni debba costituire l'occasione per favorire l'innovazione tecnologica (prevedendo adeguati investimenti), tenendo conto dell'accettabilità sociale e della sostenibilità ambientale in

fase di rinnovo. La legge 11 febbraio 2019, n.12, di conversione del D.L. 14 dicembre 2018, n.135, attribuisce alle regioni le competenze in materia di grandi concessioni esistenti, ma è tuttora necessario fare chiarezza sui criteri di assegnazione. Anche nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) si auspica una migliore armonizzazione della disciplina delle concessioni idroelettriche a livello europeo. Ulteriori informazioni su questo tema si trovano nel §6.1.

6.2.1

La promozione delle iniziative italiane sull'accettabilità sociale delle dighe a livello europeo

La buona riuscita degli eventi promossi in Italia sull'accettabilità sociale delle dighe ha riscosso negli ultimi anni un notevole interesse a livello europeo: nel 2018 l'*European ICOLD Club* (EurCOLD) ha costituito una *Task Force* con l'obiettivo di valutare la possibilità di estendere le iniziative italiane ad altri contesti europei. Nel 2021 RSE ha presentato una sintesi delle attività svolte in Italia all'89th ICOLD *Virtual Symposium* nella sessione *Sharing water: Multi-purpose of reservoirs and innovations* dal titolo "*Dams and territories: ITCOLD's initiative to promote proactive dialogue*" [168].

Visti i riscontri positivi ricevuti da diversi paesi europei che, in alcuni casi, hanno invitato ITCOLD e RSE a eventi nazionali per presentare le iniziative italiane, a fine 2023 l'EurCOLD ha deciso di rafforzare l'impegno in tale direzione istituendo il *Working Group "Public Awareness Strategies"*. Con il coinvolgimento di ITCOLD e RSE nella conduzione delle attività del gruppo di lavoro, l'EurCOLD intende porre l'accento sull'urgenza di affrontare il tema dell'accettabilità sociale a livello europeo perché la nostra società non ha tuttora piena contezza dell'importanza dell'idroelettrico nel processo di transizione energetica né del ruolo che queste infrastrutture rivestono nelle azioni di mitigazione e di adattamento al cambiamento climatico e per la sicurezza alimentare. Per contro, i movimenti che si oppongono non solo alla costruzione di nuove dighe ma caldeggiavano anche la rimozione di tutti gli impianti per ripristinare i flussi naturali nei corsi d'acqua hanno una capacità comunicativa efficace, soprattutto nei riguardi dei cittadini meno consapevoli, ben superiore a quella del mondo idroelettrico, spesso eccessivamente tecnica e specialistica. Da una prima analisi di alcuni messaggi che questi movimen-

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

ti trasmettono via *social media*, emerge, in diversi casi, una visione piuttosto parziale dei problemi, spesso orientata ai soli impatti sugli ecosistemi e sulla biodiversità, come nel caso del sito web dell'organizzazione "*Dam Removal Europe*"⁷ o del video pubblicato su *YouTube* da "*DamNation*". Per avere una visione olistica sarebbe, invece, corretto tenere conto anche delle implicazioni che il *decommissioning* di queste strutture comporterebbe sulle strategie energetiche nazionali (inclusendo la dipendenza dalle importazioni, le ricadute economiche sul settore industriale e agricolo, sui cittadini stessi ecc.), sulla protezione del territorio (valutando per es. come gestire il rischio alluvioni e incendi in assenza di bacini artificiali) e sulla capacità di contrastare gli effetti del cambiamento climatico (stimando p.es. le conseguenze legate alla mancata gestione degli squilibri spaziotemporali della risorsa idrica). Non si deve neppure trascurare il fatto che gli impianti idroelettrici creano un indotto sull'economia locale dei territori.

EurCOLD, ITCOLD e RSE stanno già collaborando attivamente con l'obiettivo di individuare, inizialmente, i contenuti da diffondere e, successivamente, scegliere le strategie di comunicazione più efficaci. Con riferimento ai contenuti, un ottimo punto di partenza è costituito dal "*Manifesto Dams & Reservoirs*"⁸ (Figura 6.3, sinistra), pubblicato da EurCOLD nel 2016, sotto la presidenza italiana, alla cui redazione aveva contribuito RSE. L'intento principale di questo documento (ora in fase di aggiornamento) era quello di creare maggiore consapevolezza in Europa sul ruolo che i serbatoi e le dighe svolgono nella nostra società, invitando a una migliore *governance* della risorsa idrica. I contenuti del Manifesto sono semplici, sintetici e soprattutto trasparenti in quanto non si trascurano le esternalità negative sull'ambiente (Figura 6.3, destra).

⁷ <https://damremoval.eu/>

⁸ <https://cnpgb.apambiente.pt/IcoldClub/index.htm>

FIGURA 6.3

Copertina del “Manifesto Dams & Reservoirs” di EURCOLD (sinistra) e sezione riguardante il nesso dighe e ambiente (destra).



Con riferimento alle strategie di comunicazione, si sono fatte alcune riflessioni sulla scelta dei canali attraverso i quali veicolare i contenuti. Diverso interesse ha suscitato il video che ITCOLD ha recentemente preparato in collaborazione con gli operatori del settore idrico e idroelettrico, la cui versione in inglese è stata mostrata in anteprima nella riunione del *Board* dell'EurCOLD che si è tenuta a settembre 2023 a Interlaken (Svizzera) in occasione del 12th ICOLD *European Club Symposium*. La voce narrante del video, disponibile sul sito di ITCOLD⁹, ripercorre sostanzialmente i temi del Manifesto, calandoli però nella realtà italiana, e mette in evidenza i principali messaggi, corredandoli con immagini evocative. In particolare, il ruolo strategico svolto dalle infrastrutture idriche e idroelettriche è richiamato ponendo l'accento sui forti impatti che si possono generare su diversi fronti: gestione integrata dell'approvvigionamento idrico e delle priorità di utilizzo dell'acqua, sicurezza alimentare, produzione di energia da fonti rinnovabili, indipendenza energetica, adattamento ai cambiamenti climatici, gestione delle siccità, protezione contro le inondazioni, ecosistemi acquatici, trasporti, usi ricreativi, sviluppo sostenibile e resilienza della società nel suo complesso. Sono in fase di discussione le modalità di diffusione del

⁹ <https://www.itcold.it/online-il-video-manifesto-dighe/>

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

video, denominato “Manifesto Dighe”, che, oltre a essere pubblicato sui *social media*, potrebbe essere proiettato durante eventi o incontri con scolaresche. Si sta valutando, inoltre, come integrare il video in sistemi di realtà immersiva per attrarre l'attenzione del pubblico, suscitando maggiore attenzione su questi temi.

6.2.2

Celebrazione del *Dam Day* a livello europeo il 29 maggio di ogni anno

Nel 2023 all'*Annual Meeting* dell'ICOLD tenutosi a Gothenburg (Svezia), ITCOLD e RSE hanno presentato al *Board* dell'EurCOLD la proposta di istituire un *Dam Day* a livello europeo durante il quale organizzare iniziative, informative ma anche ricreative, presso dighe e impianti, comunità locali o atenei. L'idea di concentrare più eventi in una stessa “giornata” presenta il duplice vantaggio di informare il cittadino, il mondo accademico e industriale, i giovani professionisti e le istituzioni sulla funzione delle dighe e dei serbatoi nell'attuale contesto socioeconomico e ambientale, teso al raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050, e di suscitare maggiore risonanza mediatica su temi che solitamente sono poco trattati dalla stampa.

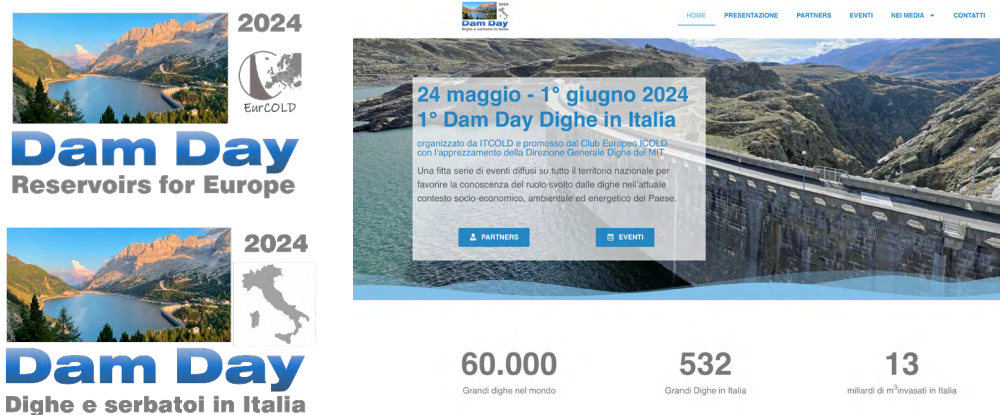
Il *Board* dell'EurCOLD ha così deciso di istituire ufficialmente il *Dam Day - Reservoir for Europe* il 29 maggio di ogni anno (la prima edizione si terrà nel 2024) e ha avviato una stretta collaborazione con ITCOLD e RSE per diffondere in tutti i paesi europei l'organizzazione coordinata di eventi nell'ultima settimana di maggio.

A livello nazionale, a fine 2023 il Consiglio di Presidenza di ITCOLD ha comunicato ai propri soci il lancio del “*Dam Day - Dighe e serbatoi in Italia, 2024*”. In Figura 6.4 si riportano i loghi creati da RSE per identificare le iniziative del *Dam Day* a livello europeo e nazionale. ITCOLD ha, inoltre, creato un apposito sito per raccogliere e divulgare informazioni su tutte le iniziative proposte¹⁰.

¹⁰ <https://dam-day.itcold.it/>

FIGURA 6.4

Logo del Dam Day promosso a livello europeo, compresa la versione dell'edizione italiana (sinistra), e sito di ITCOLD dedicato alla diffusione degli eventi promossi a livello nazionale per l'ultima settimana di maggio 2024 (destra).



Per dare una matrice comune a ogni evento, è stato chiesto a ciascun organizzatore di progettare il video ITCOLD “Manifesto Dighe” e di condividerne i messaggi. La funzione svolta dai serbatoi e dalle dighe nella nostra società è evidente, perfino ovvia, agli operatori del settore ma occorre che sia riconosciuta come valore condiviso anche da parte dell'intera società. I serbatoi e le dighe, unitamente ad altre misure strutturali e non strutturali, sono in grado di svolgere un ruolo chiave in un contesto di gestione integrata della risorsa idrica, tenendo conto delle priorità di utilizzo che possono variare durante l'anno. È necessario, quindi, un impegno a livello tecnico, istituzionale e collettivo per trovare la mediazione necessaria tra diverse posizioni e interessi di utilizzo che dovranno necessariamente convergere per il benessere comune.

6.3

IMPATTO DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Nel presente paragrafo si analizzano gli impatti dei cambiamenti climatici sia sulla disponibilità della risorsa idrica sia sugli ecosistemi. Nel primo caso, si descrivono gli studi condotti da RSE nella Ricerca di Sistema per valutare, in funzione dell'efficacia delle azioni

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

di mitigazione messe in atto per contrastare l'innalzamento termico, come i cambiamenti climatici impattino sulla disponibilità della risorsa idrica con conseguenze sulla producibilità idroelettrica (§6.3.1). Nel secondo caso, si presentano i principali risultati degli studi del GdL ITCOLD *Climate Change* che, a partire dagli scenari climatici forniti da RSE, ha analizzato come i cambiamenti climatici possano avere effetti sugli ecosistemi fluviali e sulla qualità delle acque dei bacini artificiali, aspetto particolarmente delicato per gli impianti ad uso potabile e irriguo (§6.3.2).

6.3.1

Effetti sulla disponibilità idrica e sulla producibilità idroelettrica

Un'analisi dell'impatto sulla produzione idroelettrica della variazione di disponibilità di risorsa idrica dovuta ai cambiamenti climatici è stata svolta da RSE con la collaborazione di ISPRA, che ha realizzato e pubblicato i risultati di un modello di bilancio idrologico a scala nazionale denominato BIGBANG¹¹ (Bilancio Idrologico GIS BAsed a scala Nazionale su Griglia regolare) col quale ha ricostruito il bilancio idrologico su una griglia alla risoluzione di 1 km, a passo mensile, dal 1951 al 2021.

Grazie all'accordo di collaborazione ISPRA-RSE, è stato effettuato un run di BIGBANG fino al 2100 sulla base dei risultati di modelli climatici Euro-CORDEX, con risoluzione spaziale a 12 km (risoluzione massima al momento disponibile), nelle tre ipotesi emissive RCP8.5, RCP4.5 e RCP2.6 per simulare le dinamiche del sistema atmosferico da qui a fine secolo. Confrontando i dati di temperature e precipitazione dei modelli climatici e quelli osservati sul periodo storico 1986-2005, la risoluzione spaziale di 12 km, è risultata troppo bassa per valutazioni di impatto locale. Per ridurre le differenze tra le ricostruzioni modellistiche e i dati osservati, dovute in particolare agli effetti orografici e idrologici locali, RSE ha effettuato sui risultati modellistici di precipitazione e di temperatura operazioni di *downscaling* statistico, attraverso il metodo *quantile-quantile mapping* tempo-variante [169], di cinque modelli climatici [170]:

- ICHEC-EC-EARTH_r12i1p1-CLMcom-CCLM4-8-17_v1, sviluppato

¹¹ https://www.isprambiente.gov.it/pre_meteo/idro/BIGBANG_ISPRA.html

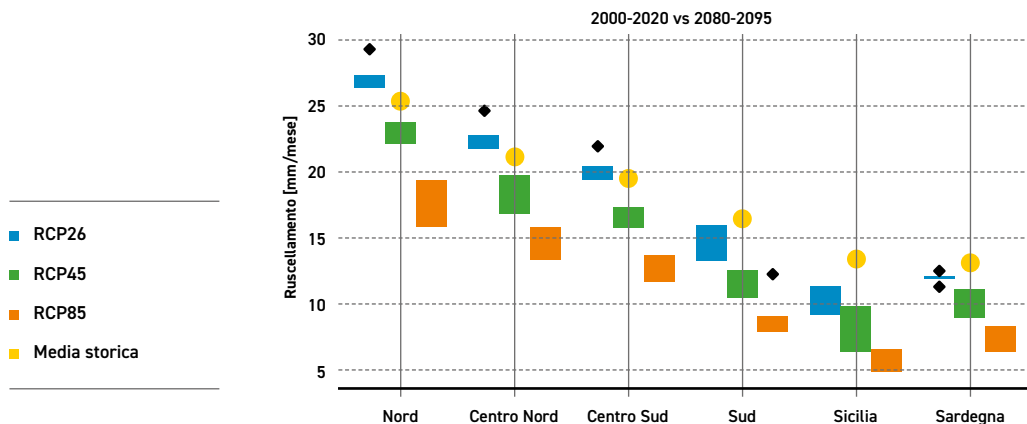
dalla *Climate Land area Modeling community*.

- MPI-M-MPI-ESM-LR_r11p1-SMHI-RCA4_v1a, MOHC-HadGEM2-ES_r11p1-SMHI-RCA4_v1, ICHEC-EC-EARTH_r12i1p1-SMHI-RCA4_v1, sviluppati dallo *Swedish Meteorological and Hydrological Institute*.
- MOHC-HadGEM2-ES_r11p1-KNMI-RACMO22E_v2, sviluppato dal *Royal Netherlands Meteorological Institute*.

Questa tecnica di *bias correction*, descritta in dettaglio in [171], ha permesso di correggere la distribuzione dei dati dei modelli, rispetto alla distribuzione di riferimento, e di fornire i dati modellistici su un grigliato di 1 km. La relazione statistica è stata poi applicata per il periodo di proiezione tra il 2005 e il 2100 e i risultati ottenuti, in termini di medie mensili di precipitazione e temperatura sulla griglia alla risoluzione di 1 km, sono stati forniti a ISPRA come scenari di forzanti climatiche per il modello BIGBANG. L'applicazione da parte di ISPRA del modello BIGBANG con tali forzanti meteo ha prodotto come risultato i relativi effetti al suolo [172], tra cui uno dei più importanti è il ruscellamento superficiale atteso, la cui variazione a fine secolo rispetto al periodo storico è rappresentata in termini probabilistici per ciascuna area di mercato in Figura 6.5.

FIGURA 6.5

Variazione probabilistica di ruscellamento a fine secolo (2080-2095) nelle sei aree di mercato elettrico. Ciascun box rappresenta uno scenario climatico, che include la variabilità modellistica. I cerchi gialli riportano la media storica del ruscellamento.



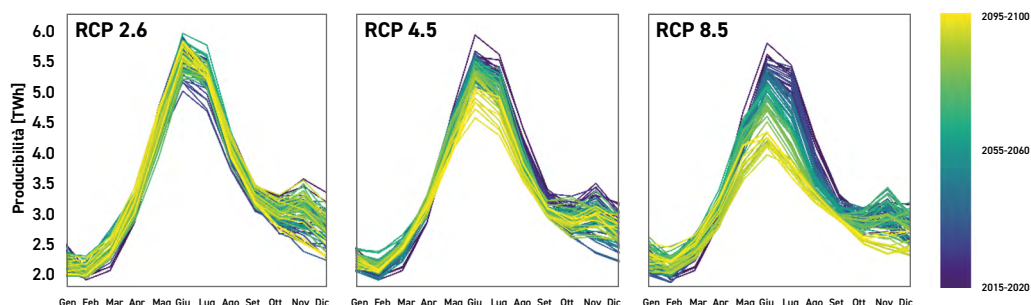
Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

La Figura 6.5 mostra, attraverso dei *boxplot*, la disponibilità idrica superficiale media per ciascuno scenario nel periodo 2080-2095. L'area sottesa identifica la variabilità tra i vari modelli climatici, mentre i cerchi gialli rappresentano la media storica. Il ruolo preponderante del nord Italia risulta evidente fin da subito, come risulta altrettanto evidente il maggiore impatto dei cambiamenti climatici a mano a mano che si procede verso sud: mentre nella parte sinistra del grafico almeno uno scenario su tre include un aumento di disponibilità di risorsa, si osserva, andando verso destra, come il *marker* giallo sia spesso sopra il *box* dello scenario RCP 2.6, a indicare un depauperamento nello scorrimento superficiale anche nello scenario più favorevole [173].

Per il calcolo della produzione idroelettrica mensile aggregata per ogni area del mercato elettrico a partire dal ruscellamento futuro è stato sviluppato da RSE un *software* [174] [175] che include una *routine* per la calibrazione e la validazione di modelli di *Machine Learning* (ML). Tra le varie tipologie di ML disponibili, sono state scelte le macchine a vettori di supporto (*Support-Vector Machines*, SVM). Le SVM si basano sull'inferenza statistica fra la producibilità idroelettrica (ottenuta a partire dai dati di produzione e accumulo di energia nei serbatoi pubblicati da Terna) e il ruscellamento superficiale, selezionato al lag temporale opportuno. Le SVM sono state dapprima calibrate e verificate per ciascuna area di mercato elettrico nel periodo 2015-2020 e, successivamente, forzate (al momento) con nove dei quindici scenari di ruscellamento, dando origine alle traiettorie di producibilità (aggregate a scala nazionale e per scenario emissivo) rappresentate in Figura 6.6 attraverso il metodo *Moving Average with Shifting Horizon* (MASH) [176]. Ogni anno è rappresentato da un colore, che ha tonalità simili al blu negli anni vicini al periodo di controllo (che termina nel 2020), simili al verde intorno a metà secolo e gialle a fine secolo. In tutti e tre gli scenari analizzati la producibilità ha un picco durante la stagione tardo primaverile-inizio estiva, probabilmente a causa dei maggiori apporti idrici da precipitazione liquida e (soprattutto) dello scioglimento nivale nel nord Italia, responsabile da solo di più dell'80% della produzione nazionale.

FIGURA 6.6

Trend di producibilità idroelettrica mensile nei tre scenari climatici analizzati calcolata attraverso il metodo MASH. Il colore di ciascuna traiettoria rappresenta gli anni da qui a fine secolo, con il blu a indicare periodi vicini al presente, e il giallo periodi prossimi al 2100.



Tuttavia, è evidente come lo scenario emissivo influenzi fortemente la producibilità idroelettrica, in particolar modo durante il periodo di picco. Infatti, mentre lo scenario RCP 2.6 (pannello di sinistra) evidenzia una situazione pressoché stazionaria per tutto il secolo rispetto ai valori storici, si registra un lieve calo (-5%) nello scenario RCP 4.5 (pannello centrale) e un decremento quasi sistematico (fino a -35% sul picco di giugno) per lo scenario RCP 8.5 (pannello di destra). La determinante di questo andamento non è da imputarsi solo alla variabilità nelle precipitazioni: l'aumento di temperatura tipico della traiettoria RCP 8.5 si riflette in un incremento considerevole delle perdite di risorsa idrica per evapotraspirazione, con impatti considerevoli sulla producibilità soprattutto nei mesi più caldi.

In sintesi, gli impatti del cambiamento climatico sul settore idroelettrico sono quantomai incerti e caratterizzati da una forte interdipendenza con la componente comportamentale insita negli scenari emissivi; se da una parte si registrano degli effetti totalmente marginali qualora lo sforzo di mitigazione fosse massimo (RCP 2.6), lo stesso non si può dire nello scenario BAU, dove la variabilità piovosa e l'aumento di temperatura determinano verso la fine del secolo delle importanti perdite di producibilità, soprattutto durante la stagione estiva.

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

6.3.2

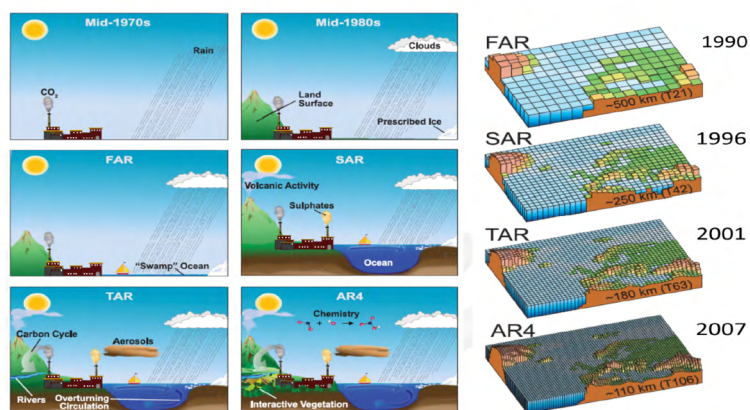
Effetti sugli ecosistemi e sulla qualità delle acque

Nel 2020 ITCOLD ha organizzato, con il patrocinio del Consiglio Nazionale degli Ingegneri, il webinar “*Climate change e invasi*” che ha permesso di illustrare le attività del GdL *Climate Change*, istituito con l'obiettivo di avviare una riflessione sugli impatti che i cambiamenti climatici potrebbero avere sulla distribuzione spazio-temporale delle acque superficiali e sui bacini imbriferi [165].

Nell'ambito di questo GdL, RSE ha condiviso i risultati degli studi, condotti da diversi anni nella Ricerca di Sistema, sull'andamento delle variabili climatiche che possono generare impatti sul sistema energetico [146] [147]. Negli ultimi decenni lo sviluppo della modellazione ha consentito di analizzare un numero crescente di fenomeni climatici, sulla base di simulazioni modellistiche con risoluzioni spazio-temporali sempre più elevate (Figura 6.7), aspetto fondamentale per valutare gli impatti sul territorio italiano caratterizzato da una orografia complessa.

FIGURA 6.7

Evoluzione dei modelli climatici e della loro risoluzione spaziale
[Fonte Assessment Report 4 dell'IPCC].



Gli studi presentati da RSE sono riferiti ai risultati di 11 modelli Euro-CORDEX¹², con risoluzione spaziale di 12 km, che hanno evidenziato una buona capacità di ricostruire la climatologia italiana nel periodo di riferimento 1971-2000. Con tali modelli sono state effettuate proiezioni su tre periodi a breve (2021-2050), medio (2041-2070) e lungo termine (2071-2100) considerando tre scenari emissivi basati su differenti traiettorie di concentrazione di gas serra (*Representative Concentration Pathway*, RCP):

- RPC 8.5: scenario ad alte emissioni (*Business As Usual*, BAU).
- RPC 4.5: scenario che prevede la messa in atto di azioni parziali di mitigazione delle emissioni.
- RPC 2.6: scenario che assume lo sforzo di mitigazione massimo, ipotizzando la messa in atto delle azioni previste nell'Accordo di Parigi [177].

Per ciascun trentennio sono stati analizzati i cambiamenti gradualmente delle temperature e delle precipitazioni e le variazioni attese per alcuni estremi climatici, tra i quali i periodi di siccità e le piogge di forte intensità che sono di interesse per il settore idrico e idroelettrico. Per ogni variabile è stato analizzato l'andamento annuale e stagionale.

I risultati delle simulazioni mostrano un quadro piuttosto preoccupante nello scenario BAU in quanto già nel breve periodo si prevede un innalzamento della temperatura di 2°C fino a un massimo di 5°C nel lungo termine (Figura 6.8). Le precipitazioni diminuiranno del 5-10% nella stagione primaverile ed estiva nella prima metà del secolo e del 30-50% a fine secolo (Figura 6.9). Senza azioni di mitigazione, i periodi siccitosi (caratterizzati dai giorni consecutivi con precipitazioni inferiori a 1 mm, i cosiddetti *Consecutive Dry Days*, CDD), aumenteranno da 2-5 giorni nelle prossime decadi a 5-10 giorni a fine secolo. Anche le precipitazioni estreme mostrano un andamento in crescita che dipende molto dalla stagione e dalle aree geografiche. Se si metteranno in atto le azioni di mitigazione, secondo l'Accordo di Parigi (RPC 2.6), gli effetti dei cambiamenti climatici saranno decisamente più contenuti e compatibili con un innalzamento termico mantenuto entro 1.5°C.

¹² <http://www.euro-cordex.net/>

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

FIGURA 6.8

Anomalie delle temperature medie stagionali a breve (riga in alto), medio (riga centrale) e a lungo termine (riga in basso) rispetto allo scenario di riferimento 1971-2000 nell'ipotesi RCP 8.5 [146] [147].

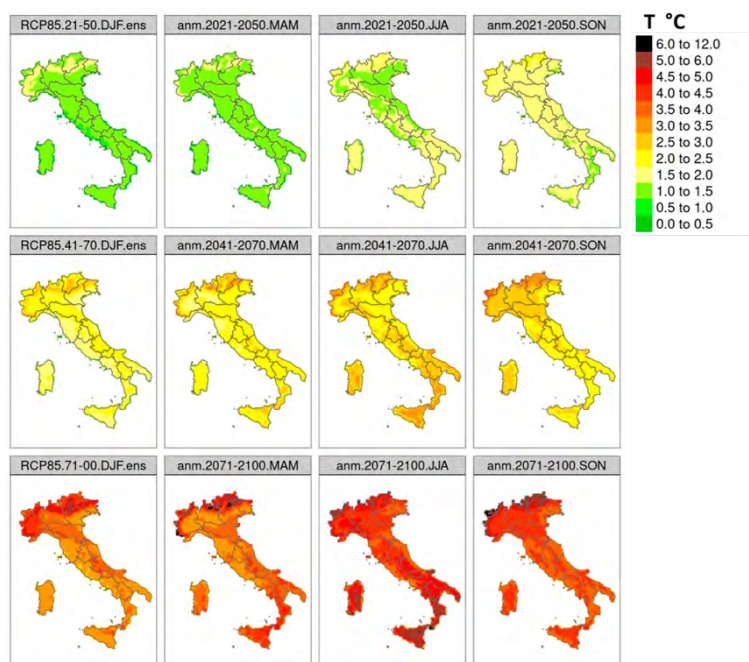
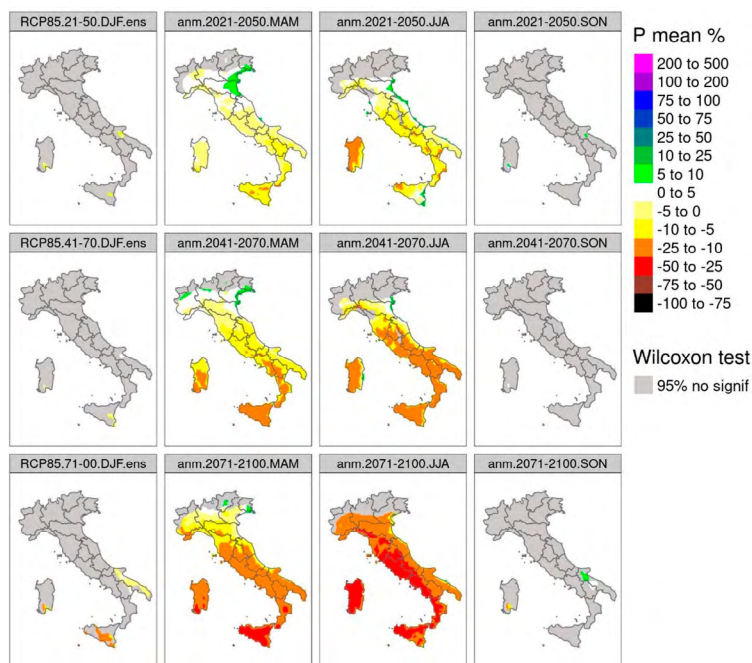


FIGURA 6.9

Anomalie delle precipitazioni stagionali a breve (riga in alto), medio (riga centrale) e a lungo termine (riga in basso) rispetto allo scenario di riferimento 1971-2000 nell'ipotesi RCP 8.5 [146] [147].



Considerando gli scenari climatici delineati da RSE, il GdL IT-COLD ha messo in luce che si verificherà un innalzamento della temperatura dei laghi, compresa quella degli strati più profondi (ipolimnio); in particolare, si prolungheranno i periodi in cui la temperatura dell'acqua sarà superiore a 10 °C e si anticiperà l'inizio della morbida primaverile dovuta allo scioglimento della neve caduta nella stagione invernale. L'innalzamento termico provocherà un incremento dell'evaporazione e avrà un effetto sul bilancio idrico e sugli ecosistemi dei laghi. Nelle zone più calde alcuni corsi d'acqua e piccoli laghi potrebbero scomparire, mentre i flussi dei fiumi più grandi potrebbero divenire intermittenti con forti ripercussioni sui bilanci idrici dei laghi, sul rimescolamento verticale delle acque e sulla loro chimica (salinità). Anche la progressiva fusione dei ghiacci e del per-

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

mafrost alpino determinerà cambiamenti nel regime delle portate di fiumi e torrenti che potrebbe causare un aumento del trasporto solido, di nutrienti e contaminanti verso i laghi. I cambiamenti climatici impatteranno anche sulle componenti biologiche ed ecosistemiche: si assisterà a un declino, se non alla scomparsa, delle specie stenotermiche poiché adatte a climi freddi; aumenterà la produzione primaria¹³ in risposta alla maggiore disponibilità di nutrienti e durata della stagione vegetativa; potrebbero insorgere cambiamenti nella struttura della catena alimentare (*food-web*), che determineranno un aumento della biomassa fitoplanctonica e un conseguente abbassamento delle concentrazioni di ossigeno ipolimnetiche con aumento del rilascio di fosforo dai sedimenti (i.e. deterioramento della trofia dei laghi).

Se si mettono in relazione tutti questi aspetti con la gestione delle dighe e dei serbatoi artificiali, emerge che l'eutrofizzazione, ossia la presenza di eccessive quantità di nutrienti nelle acque dei laghi con conseguente diminuzione della qualità delle acque, costituirà un problema di primaria importanza soprattutto per gli impianti ad uso potabile. Anche la maggiore presenza di contaminanti concorrerà a ridurre la qualità delle acque, mentre il maggiore trasporto di sedimenti comporterà un interrimento sempre più veloce dei serbatoi riducendo la disponibilità idrica (§6.5). L'immissione di acque turbinate più calde e ricche di nutrienti nei fiumi determinerà cambiamenti nella struttura delle comunità biologiche con la conseguente necessità di rivedere gli obiettivi e le regole relative ai deflussi ecologici e al controllo dei corsi d'acqua a valle degli impianti idroelettrici (§6.5). Il diverso regime termico e di deflusso comporterà nuove modalità di gestione degli invasi poiché ci saranno piogge intense ma di breve durata, periodi siccitosi prolungati e un precoce scioglimento delle nevi in primavera. Tuttavia, in questo nuovo scenario le dighe svolgeranno ancora un'azione importante ed efficace nella mitigazione delle piene (§5.3) e potranno divenire una riserva strategica di risorsa idrica per fare fronte ai periodi di siccità.

¹³ Produzione di composti organici dalla CO₂ presente nell'atmosfera e in acqua che avviene principalmente mediante processi fotosintetici e, in misura minore, chemiosintetici.

STUDIO DEL PROCESSO DI INTERRIMENTO DEI SERBATOI E IMPATTO SULLA CAPACITÀ DI STOCCAGGIO

Il processo di interrimento di un serbatoio è dovuto alla presenza dello sbarramento che rappresenta un elemento di discontinuità per i processi geo-idrologici che avvengono all'interno di un bacino idrografico [178] [179] [180]. Questi processi prevedono sia il deflusso dell'acqua attraverso la rete fluviale naturale sia il trasporto dei sedimenti, specialmente durante le condizioni di piena dei torrenti e dei fiumi [178] [181]. Lo sbarramento interrompe per sua natura lo scorrimento dell'acqua, che viene accumulata nell'invaso, e di conseguenza impedisce anche il trasporto dei sedimenti, i quali si depositano generalmente contro il paramento di monte della diga. Il processo di interrimento è dunque costante e perpetuo nel tempo e può dare origine a problemi nell'esercizio degli impianti o di sicurezza, soprattutto se i sedimenti si accumulano in corrispondenza delle opere di presa e degli organi di scarico.

L'interrimento è generalmente dovuto a due tipi di processi di trasporto solido: quello al fondo e quello in sospensione [178] [181]. Il trasporto solido al fondo rappresenta la porzione volumetrica più rilevante in quanto è costituito da ciottoli e materiale grossolano che, grazie alla spinta esercitata dall'acqua, è trascinato da monte verso valle. Il trasporto solido al fondo si attiva solitamente quando la spinta dell'acqua è sufficiente a innescare il moto incipiente del sedimento e ciò dipende da molti fattori, tra cui la granulometria del sedimento e la velocità del moto dell'acqua [181]. Durante le piene fluviali si verificano in genere le condizioni idonee all'innescio del trasporto solido al fondo; tuttavia, la stima fisica di questo meccanismo, data la sua complessità, è basata su formule di natura empirica ricavate in laboratorio [178] [181]. Il trasporto solido in sospensione è caratteristico delle granulometrie fini, per cui l'acqua è in grado di trasportarle anche senza la presenza di significativi valori di velocità o di tirante. Il trasporto solido in sospensione più comune è quello che riguarda il limo di origine glaciale che è in grado di disciogliersi in acqua e, quindi, di essere trasportato per lunghe distanze. Il trasporto solido in sospensione è, tuttavia, critico per i serbatoi, in quanto le velocità pressoché nulle ne favoriscono la sedimentazione. Inoltre, date le granulometrie estremamente fini che non possono essere intercettate dagli sghiaiatori, significative porzioni di sedimento possono accumularsi all'interno di canali di derivazione, in corrispondenza delle opere di presa e intaccare gli organi meccanici

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

come le pale della turbina a causa del loro potere abrasivo [182]. A livello generale, se da un lato la stima del trasposto solido al fondo è piuttosto complicata e rappresenta tuttora una frontiera di ricerca molto attiva, la valutazione del trasporto solido in sospensione è ancora più complessa a causa della sua forte aleatorietà che può essere ridotta solo tramite adeguate campagne di misura e monitoraggio utilizzando torbidimetri¹⁴ [182].

Come riportato in due recenti rapporti ITCOLD [182] [183] che definiscono lo stato dell'arte in tema di interrimento dei grandi invasi idroelettrici italiani, la valutazione del Grado di Interrimento (GI) può essere stimata attraverso tre tipi di approcci:

- approccio diretto;
- approccio indiretto;
- approccio modellistico.

Per approccio diretto si intende la quantificazione del grado di interrimento attraverso misure batimetriche periodiche. Queste ultime sono effettuate tramite l'utilizzo di sonar applicati a imbarcazioni che sono spinte sulla superficie del lago seguendo percorsi prestabiliti. In questo modo è possibile ricostruire una superficie tridimensionale del fondo dell'invaso e valutare le aree che hanno subito degli incrementi di quota dovuti al progressivo depositarsi del materiale trasportato. Il rilievo batimetrico può essere sostituito anche da sorvoli di drone nel caso in cui sia possibile procedere al completo svuotamento dell'invaso. In questo caso il principio è lo stesso: vengono eseguiti dei sorvoli periodici seguendo dei tracciati prestabiliti e viene ricavata la superficie 3D del fondo dell'invaso. In seguito, il grado di interrimento è determinato valutando per differenza il volume accumulatosi tra due rilevazioni successive.

Per approccio indiretto si intende la stima del grado di interrimento tramite la quantificazione del materiale che è stato rimosso durante le operazioni di pulizia dell'invaso stesso. A questo proposito esistono diverse tecniche per rimuovere materiale soprattutto in prossimità degli organi di presa e degli scarichi delle dighe. Si rimanda al rapporto ITCOLD [183] per una più dettagliata descrizione. La quantificazione del materiale che è stato rimosso permette di

¹⁴ Strumento che analizza la torbidità e misura la concentrazione di particelle sospese in un processo.

valutare indirettamente la quantità di materiale che giunge in prossimità dell'invaso. Anche se affidabile per invasi piuttosto contenuti e per opere di presa accessorie come piccole traverse, tale procedura permette comunque di valutare indirettamente il tasso di trasporto solido del bacino posto a monte, fornendo indicazioni sull'erosività dell'area. Infatti, una maggiore erosività del bacino a monte comporta generalmente tassi di interrimento più elevati e, quindi, operazioni di pulizia più frequenti.

Per approccio modellistico si intende la valutazione dell'interrimento attraverso l'uso di modelli numerici di differente grado di complessità che possono simulare i processi di trasporto solido che avvengono nel bacino idrografico posto a monte dello sbarramento [178] [179] [180]. In questi modelli si ha generalmente un accoppiamento tra la parte idrologica e quella sedimentologica. Infatti, la portata solida viene ricavata a partire dalle informazioni sulle caratteristiche fisiche, morfologiche e di erosività del bacino unitamente alle caratteristiche idrologiche dei corsi d'acqua che giungono in prossimità dell'invaso. La stima dell'interrimento attraverso modelli numerici deve però essere validata attraverso il confronto con misurazioni di riferimento che provengono da approcci diretti o indiretti.

Per una caratterizzazione completa del grado di interrimento degli invasi si procede generalmente a una combinazione dei tre diversi approcci presentati [178]. Infatti, tramite le misure dirette e indirette è possibile analizzare la dinamica sedimentologica in atto nel bacino idrografico, individuando potenziali situazioni critiche come aree soggette a erosione localizzata o la presenza di dissesti quali frane attive. Questi ultimi possono accelerare il processo di interrimento del bacino in quanto rappresentano delle sorgenti naturali di materiale potenzialmente mobilitabile che può essere trasportato fino in corrispondenza dell'invaso [181]. La modellazione numerica, invece, ha molteplici vantaggi circa la caratterizzazione del fenomeno di erosione, permettendo di effettuare valutazioni della velocità di interrimento sia su eventi del passato sia considerando proiezioni future [180].

Nell'ambito della valutazione dei potenziali di pompaggio degli invasi italiani, è di interesse avere una stima dei processi di interrimento degli invasi stessi in quanto ne potrebbero limitare l'utilizzo per tali finalità (come indicato in §5.2.2.2). Secondo uno studio IT-COLD [183], i problemi di interrimento degli invasi incidono maggiormente sulla riduzione di capacità totale di accumulo: si stima che negli anni si sia perso il 30% di volume utile, corrispondente a circa 4.000 Mm³. Ad oggi non esiste una soluzione tecnologica efficace per

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

la gestione dei sedimenti nei bacini che, d'altro canto, richiede studi sito-specifici, competenze scientifiche e ingegneristiche del fenomeno, stime dei costi associati ai processi di rimozione, alle perdite di produzione, ai danni provocati dai sedimenti sui macchinari e sulle opere di scarico, ecc. (Figura 6.10).

FIGURA 6.10

La rimozione dei sedimenti dal bacino della diga di Isolato, Lombardia, gestita da A2A.



In Italia le operazioni di sfangamento dei serbatoi sono regolate da una rigida normativa ministeriale che, tuttavia, ha reso difficoltosa la loro esecuzione in quanto i fanghi prelevati sono considerati rifiuto speciale da smaltire secondo normativa [182] [183]. In particolare, la pubblicazione nel 1976 della Legge Merli [184], nella quale gli scarichi delle dighe furono equiparati a quelli industriali, di fatto impedì una gestione adeguata dei sedimenti causando un aggravio dello stato di interrimento dei serbatoi con conseguenti problemi di sicurezza legati alla perdita di funzionalità degli scarichi di fondo che, in alcuni casi, hanno comportato limitazioni d'esercizio imposte dalla DGD. Dopo decenni, il Decreto Ministeriale 12 ottobre 2022, n.205 [185], che disciplina i criteri per la redazione del progetto di gestione degli invasi, ha introdotto modifiche e semplificazioni importanti per sbloccare la situazione. Tra le principali novità c'è sicuramente l'introduzione del concetto di "capacità utile sostenibile", che consente agli operatori di mantenere o di ripristinare un volume inferiore a quello originario ma concretamente realizzabile. Altro aspetto di ri-

lievo è la richiesta di ripristinare la continuità del trasporto solido attraverso il rilascio dei sedimenti, non più visti in termini negativi, ossia come materiale che può creare danni all'ambiente. In ottica di circolarità, il suddetto Decreto sostiene anche il riutilizzo dei sedimenti rimossi dai bacini.

Le recenti disposizioni normative rappresentano sicuramente un passo avanti nella gestione razionale del problema dell'interrimento nei laghi artificiali italiani ma è altrettanto importante valutare la perdita di capacità di accumulo nel tempo. Con i fondi della Ricerca di Sistema, RSE ha avviato uno studio per effettuare questa stima con il modello CRHyME (*Climatic Rainfall Hydrogeological Modelling Experiment*) [179] [180], di cui si forniscono maggiori dettagli nel §7.4.3. CRHyME consente di calcolare, fino all'anno 2050, il Grado di Interrimento percentuale (GI%) dei serbatoi in funzione dell'estensione dei bacini idrografici sottesi dagli sbarramenti. Il calcolo del GI% è stato impostato su due ipotesi semplificative: si assume la stazionarietà del fenomeno di erosione perché al momento è difficile estrapolare una chiara evoluzione del tasso di erosione dovuto ai cambiamenti climatici; si trascurano eventuali operazioni di pulizia effettuate dagli operatori negli anni. Secondo uno studio ITCOLD il valore critico del GI% per discriminare serbatoi con/senza interrimento è del 5% [183]. Gli invasi che al momento presentano maggiori problemi di interrimento sono quelli localizzati sulla dorsale appenninica a quote inferiori a 1.000 m. Tuttavia, l'aumento in frequenza degli eventi caratterizzati da piogge intense, unitamente all'innalzamento delle temperature, incrementerà la produzione solida anche sull'arco alpino che passerà da un regime pluvio-glaciale a uno pluvio-nivale. Il modello CRHyME mette ben in evidenza come gli eventi alluvionali determinino i maggiori incrementi di interrimento (Figura 6.11 ÷ Figura 6.13).

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

FIGURA 6.11

Incremento dell'interrimento nel serbatoio di Campo Tartano (SO) ottenuto con il metodo empirico di stima della capacità di trasporto (Transport Limited) e il metodo fisicamente basato che considera i processi erosivi a scala di bacino (Erosion Limited) [180] [186].

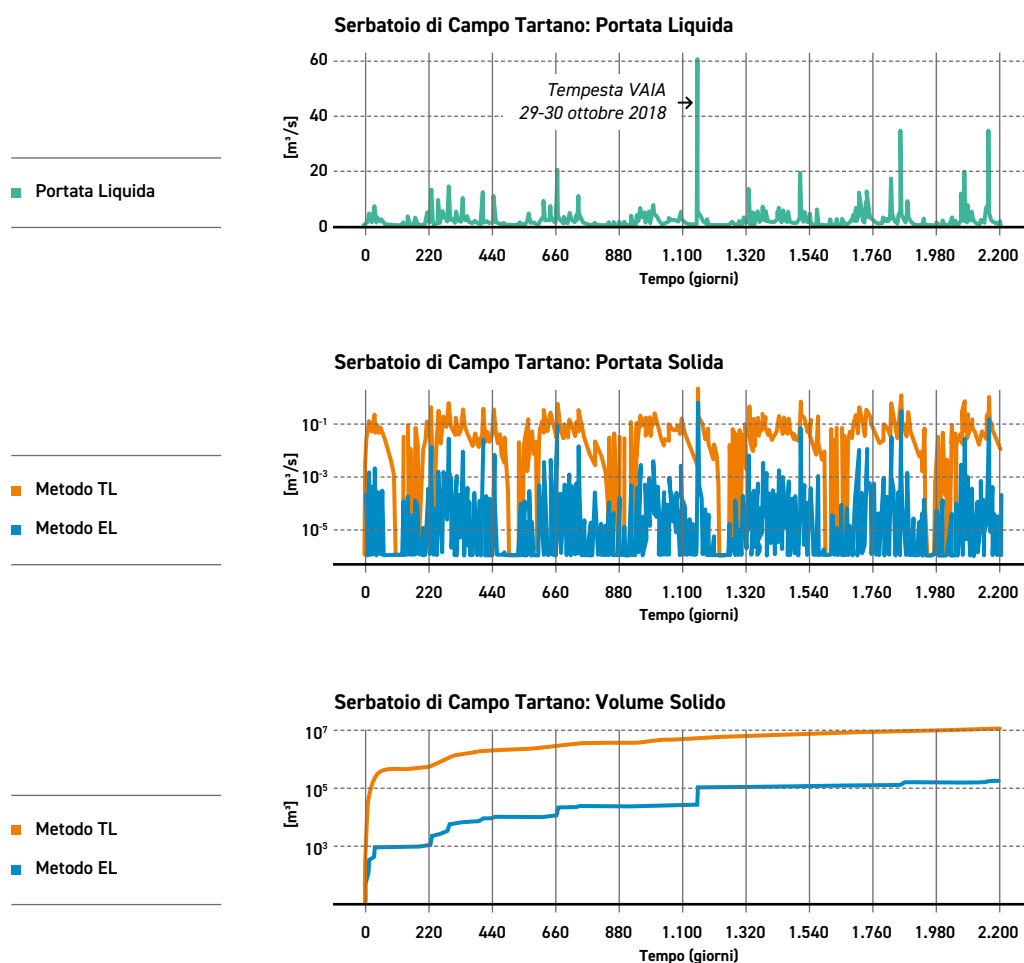


FIGURA 6.12

Incremento dell'interrimento nel serbatoio di Frera (SO) ottenuto con il metodo empirico di stima della capacità di trasporto (Transport Limited) e il metodo fisicamente basato che considera i processi erosivi a scala di bacino (Erosion Limited) [180] [186].

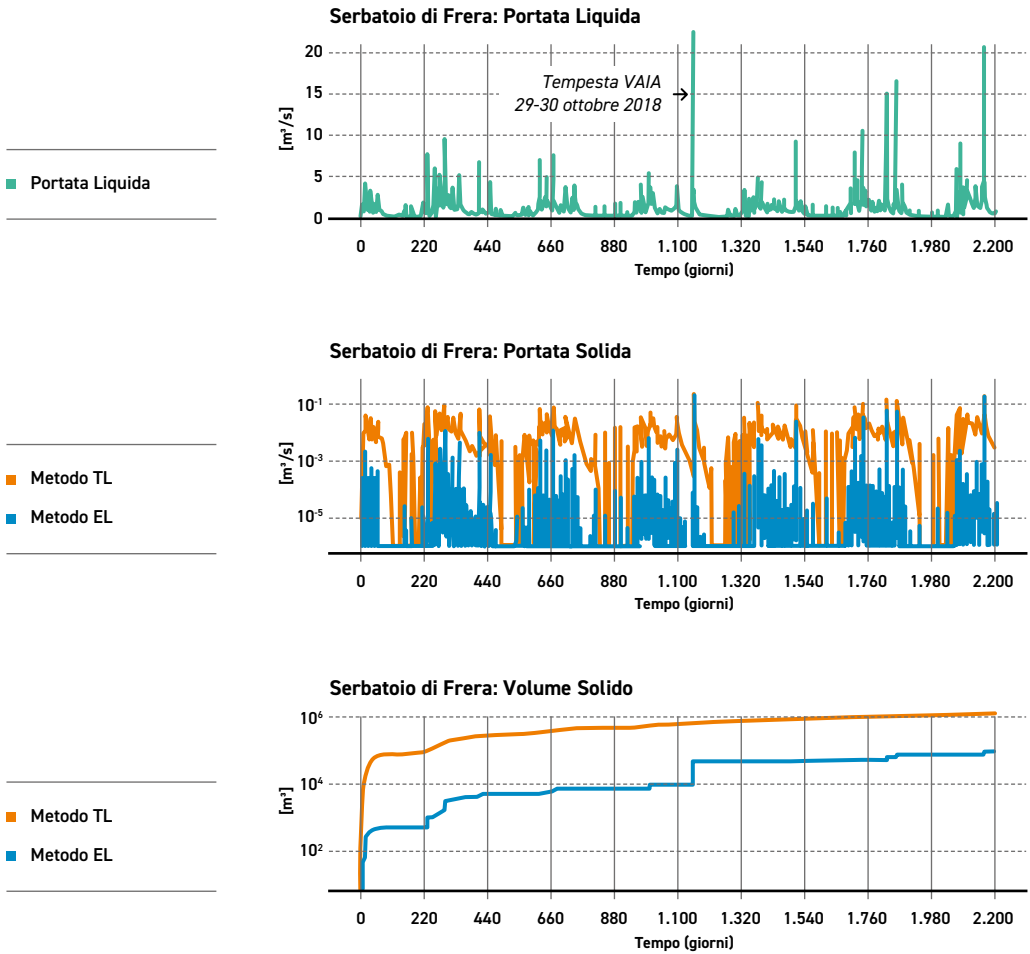
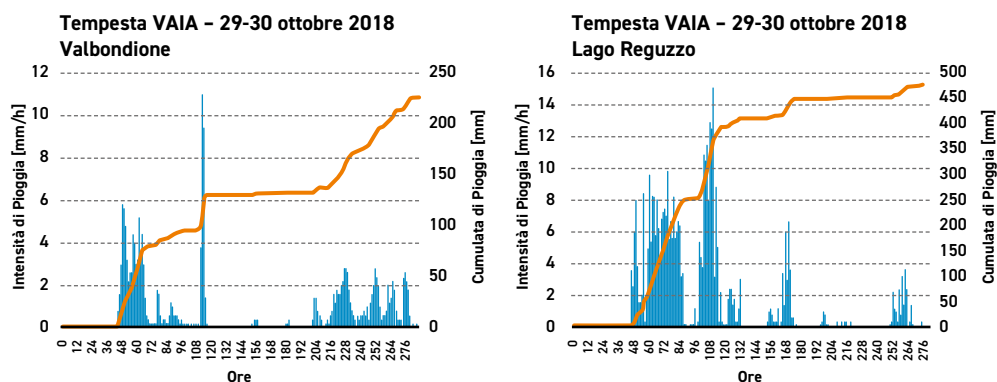


FIGURA 6.13

Incremento dell'interrimento nel serbatoio di Frera (SO):
le simulazioni riportate in Figura 6.12 mostrano una chiara relazione con le precipitazioni registrate nell'area presso le stazioni pluviometriche di Valbondione e Lago Reguzzo durante l'evento alluvionale della tempesta Vaia 29-30 ottobre 2018.



6.5

ASPETTI DA ATTENZIONARE PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE DEL SETTORE IDRICO E IDROELETTRICO

In questo paragrafo si affrontano alcuni argomenti, per ora non trattati da RSE nella Ricerca di Sistema, che comunque riguardano aspetti importanti per migliorare la sostenibilità del settore idroelettrico.

In primo luogo, si pone l'accento sulla necessità di diminuire drasticamente i consumi idrici nel nostro paese e si evidenzia l'urgenza di promuovere una gestione integrata e ottimizzata della risorsa idrica per individuare prontamente le priorità di utilizzo (§6.5.1).

Il tema della riqualificazione ecologica dei corpi idrici è trattato a partire dall'attuale quadro legislativo con l'introduzione del deflusso minimo ecologico nei Piani di Tutela delle Acque (§6.5.2) e si presentano alcune soluzioni adottate dai concessionari a tutela della flora e della fauna fluviale (§6.5.3).

6.5.1

Consumi e uso plurimo della risorsa idrica

Stiamo vivendo in un'epoca di "anormalità" climatica in cui gli eventi meteorologici estremi stanno divenendo talmente frequenti da perdere il loro carattere di eccezionalità. Le crisi idriche si alternano a precipitazioni intense e localizzate, generando cambiamenti nel ciclo dell'acqua. Se da un lato l'Italia è il terzo Paese in Europa per disponibilità di risorsa idrica, dall'altro lato i dati sui prelievi non sono altrettanto confortanti perché siamo il Paese che consuma più acqua, soprattutto nel settore agricolo [187].

Rispetto agli inizi del secolo scorso, nell'ultimo trentennio (1991-2020) in Italia la disponibilità di acqua si è ridotta del 19% e, secondo ISPRA, a fine secolo si potrebbe arrivare a perdere un ulteriore 40% (con punte addirittura del 90% nel sud Italia) se le politiche di decarbonizzazione non riuscissero a contenere l'innalzamento delle temperature entro i 3-4 °C [188]. Sempre secondo ISPRA, in assenza di misure volte a ridurre le emissioni di gas serra, entro il 2030 il consumo di acqua potrebbe aumentare del 16% ma, per contro, si potrebbe riuscire a ridurre gli sprechi del 43% impiegando tecnologie orientate al risparmio idrico nel settore industriale e soprattutto in quello agricolo.

In Italia i dati forniti dall'ISTAT all'*European Environment Information and Observation Network* (EIONET)¹⁵ riportano un prelievo totale medio annuo che si aggira sui 37,7 miliardi di m³. Tale dato, se rapportato alla disponibilità di risorsa idrica media annua, calcolata nel periodo 1951-2020, pari a circa 141,9 miliardi di m³, ai quali si devono sottrarre circa 64 miliardi di m³ che ricaricano le falde acquifere, indica purtroppo che il nostro paese detiene il primato negativo di avere la condizione di *stress* idrico più elevata in Europa con un consumo che ammonta a circa il 30% della risorsa idrica disponibile in un anno. Come indicato a inizio paragrafo, il primato dei consumi idrici spetta al settore agricolo che utilizza oltre il 40% della risorsa prelevata; solo in Spagna il consumo a fini irrigui è superiore a quello italiano. In questo settore, serve dunque mettere a terra con una certa urgenza progetti di ammodernamento degli impianti per passare da metodi di irrigazione tradizionali, come quello a scorrimento mediante canali a cielo aperto, a sistemi in pressione più efficienti, moderni e sostenibili, che rendono possibile per esempio l'irrigazione a goccia o ad aspersione (detta anche a pioggia). Per controllare il consumo d'acqua, diversi consorzi stanno implementando sistemi di telecontrollo e automazione della

¹⁵ <https://www.eionet.europa.eu/>

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

rete di distribuzione che garantiscono una migliore efficienza e una riduzione delle perdite. In un'ottica di adattamento ai cambiamenti climatici, è particolarmente innovativo il progetto IRRISAT¹⁶ che, adottando un sistema di supporto alle decisioni, è in grado di coniugare una migliore produzione agricola con un uso razionale dell'acqua a favore del risparmio idrico. A partire da immagini satellitari ad alta risoluzione, questa piattaforma di innovazione tecnologica unisce diverse informazioni territoriali (superficie fogliare, altezza della vegetazione e copertura del suolo), a scala aziendale e consortile, con i dati meteorologici (temperatura e umidità dell'aria, radiazione solare, velocità del vento) per fornire indicazioni agli agricoltori sulla quantità di acqua da somministrare alle colture in funzione delle loro esigenze specifiche. Alcune sperimentazioni in campo, viste inizialmente con una certa diffidenza dai coltivatori, hanno invece dimostrato come si possa risparmiare il 25-30% della risorsa, a parità di resa produttiva, con minori costi sociali ed energetici, che garantiscono agli imprenditori agricoli una migliore competitività sul mercato. Tramite questo servizio, i Consorzi possono anche individuare i prelievi non autorizzati di risorsa, mentre con il sistema di telecontrollo e automazione possono verificare se gli agricoltori stanno seguendo i "consigli irrigui" per evitare consumi eccessivi. Per migliorare i risultati di questo sistema di supporto alle decisioni in termini di risparmio idrico serve comunque stabilire un dialogo continuo e diretto tra il consorzio e gli agricoltori, sviluppare modelli di bilancio idrico delle colture fisicamente basati e puntare a integrare differenti sistemi di telerilevamento (sfruttando per esempio i droni).

L'Italia detiene anche il primato europeo di prelievi d'acqua per usi civili con oltre 9 miliardi di m³ all'anno, con una crescita di quasi il 70% rispetto al 2020. Tali consumi sono il 75% più alti di quelli di Francia e Germania e sono quasi il doppio di quelli della Spagna. Gli ultimi dati Istat riportano, inoltre, che il 42% dei prelievi d'acqua a fini civili non arriva a destinazione per problemi infrastrutturali e il tasso di perdita è in continuo aumento principalmente a causa di due fattori: la vetustà della rete idrica di distribuzione e la mancanza di investimenti adeguati a ripristinare le infrastrutture e a mantenerle in efficienza. Gli sprechi, tuttavia, non possono essere imputati unicamente alle perdite infrastrutturali perché in Italia il consumo giornaliero pro-capite è di 220 litri, tra i più alti in Europa.

¹⁶ <https://www.irisat.com/>

Per fare fronte alla severità idrica, è necessario dunque un cambio di prospettiva che metta al centro dell'attenzione la "gestione sostenibile dell'acqua", compreso l'uso plurimo degli invasi artificiali. Il primo obiettivo da porsi è comunque quello di ridurre l'"impronta idrica" del nostro paese per il quale serve un cambio di mentalità nelle attuali abitudini. Tuttora c'è scarsa consapevolezza sul fatto che ci vogliono decenni affinché l'acqua ritorni nel sottosuolo visto che le velocità di prelievo e di filtrazione hanno tempistiche molto differenti. Inoltre, si deve mettere in discussione la modalità attuale di gestione della risorsa perché i numeri appena presentati fanno capire quanto sia urgente rendere operativa una *governance* basata su sistemi di supporto alle decisioni che ottimizzino e coordinino le priorità di utilizzo dell'acqua dei differenti *stakeholder*, spesso conflittuali tra loro, per garantire uno sviluppo economico sostenibile.

Per quanto riguarda le priorità di utilizzo dell'acqua, in Italia le Autorità di Bacino hanno il compito di redigere e di aggiornare il "Piano di Gestione Acque", ai sensi della Direttiva Quadro sulle Acque [161], con l'obiettivo di definire la strategia di governo delle risorse idriche del proprio distretto. Il Piano riporta le misure e gli interventi, strutturali e non strutturali, da realizzare per garantire lo stato quali-quantitativo dei corpi idrici, tutelare e valorizzare la risorsa idrica e gli ecosistemi, ottimizzare gli usi plurimi dell'acqua, efficientare le infrastrutture ecc. Per l'attuazione del Piano, con particolare riferimento alla gestione coordinata e condivisa della risorsa in condizioni ordinarie nonché emergenziali, è stato reso permanente dal D.L. 39/2023 [189] l'Osservatorio per gli utilizzi idrici. Tale Osservatorio si è rivelato particolarmente efficace per fare fronte alle crisi idriche degli ultimi anni che hanno determinato pesanti impatti sul tessuto socioeconomico di molti territori; si pensi per esempio alla recente crisi idrica del 2022 che ha colpito soprattutto il settore agricolo della pianura Padana. In tali sedi è emersa anche la necessità di disporre di un sistema di monitoraggio sistematico e omogeneo delle portate, dei prelievi e delle restituzioni con copertura nazionale, informazioni che abbiamo visto essere importanti anche per la ricostruzione degli idrogrammi di piena (§5.3.3) o per la definizione degli interventi di adeguamento idraulico.

Per gestire le condizioni di severità idrica è altresì importante coordinare i trasferimenti idrici interregionali tramite accordi bilaterali o protocolli d'intesa che consentano di trasferire acqua tra diverse regioni, tenendo conto della variazione temporale delle esigenze. Per esempio, il Distretto dell'Appennino Meridionale, secondo in Italia

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

per estensione territoriale dopo quello del fiume Po, trasferisce tramite sistemi sotterranei oltre 800 Mm³ d'acqua all'anno verso altre regioni, in particolare la Puglia (quasi 600 Mm³/anno) grazie ad accordi tra regioni, come indicato nel corso del *workshop* Dighe e Territorio che si è tenuto a Caserta nel 2023 [190]. Se si tiene conto che l'Italia è uno dei paesi più colpiti dagli eventi estremi, tanto che tra il 1980 e il 2020 ha subito danni superiori a 90 miliardi di euro [187], in prospettiva stanno divenendo sostenibili progetti di interconnessione idrica, anche tra invasi esistenti, almeno a scala regionale o macroregionale, per ridurre gli squilibri spazio-temporali causati dai frequenti, localizzati e sempre più intensi eventi estremi [191].

Considerando che gli usi secondari degli invasi artificiali stanno diventando sempre più rilevanti - sebbene, in molti casi, non siano neppure previsti nei disciplinari di concessione - è necessario che i gestori assumano un ruolo proattivo nei sistemi di gestione delle acque. A tal fine, nel 2021 ITCOLD ha attivato un Gruppo di Lavoro per analizzare gli usi multipli dei serbatoi esistenti tenendo conto della variazione degli apporti causati dai cambiamenti climatici e delle tempistiche associate alla realizzazione di nuovi invasi. Il GdL sta effettuando analisi in termini economici e finanziari poiché il cambio di prospettiva può portare a definire alcune azioni specifiche di alto valore economico ma non sostenibili da un punto di vista finanziario e viceversa. Queste valutazioni dipendono anche dal tipo di concessione; azioni che puntino al mantenimento della qualità dell'acqua dell'invaso sono strategiche per gli usi potabili ma hanno una redditività finanziaria trascurabile per impianti ad uso idroelettrico. Altro aspetto di interesse è la quantificazione dei costi associati agli usi secondari, informazione non sempre disponibili ma utile ai fini di una concertazione degli usi futuri o in vista di un riconoscimento dei servizi forniti in situazioni emergenziali [192].

6.5.2

Deflusso minimo ecologico

Gli obiettivi di tutela promossi in Europa dalla Direttiva europea 2000/60/CE sulle acque [161] e in Italia dai Decreti legislativi 11 maggio 1999, n. 152 [16], e 3 aprile 2006, n. 152 [193], orientati alla riqualificazione ecologica dei fiumi, hanno reso restrittive le modalità di sfruttamento della risorsa idrica.

Già a partire dal D.lgs. 152/99 è stata introdotta, per tutte le derivazioni di acqua, la previsione dei rilasci volti a garantire il mini-

mo deflusso vitale nei corpi idrici, stabilendone l'entità nel Piano di Tutela delle Acque (PTA) che rappresenta lo strumento di pianificazione introdotto con tale decreto, e aggiornato dal successivo D.lgs. 152/2006, per rendere coerenti i vecchi piani con la Direttiva europea Quadro sulle acque 2000/60/CE.

Nel Decreto Ministeriale del 28 luglio 2004 [194], emanato in attuazione del D.lgs. 152/99, il *“Deflusso Minimo Vitale (DMV) è la portata istantanea da determinare in ogni tratto omogeneo del corso d'acqua, che deve garantire la salvaguardia delle caratteristiche fisiche del corpo idrico, chimico-fisiche delle acque nonché il mantenimento delle biocenosi tipiche delle condizioni naturali locali”*.

Le regioni, coordinate dalle Autorità di Distretto per i bacini idrografici che ricadono in più regioni, nella redazione dei Piani di Tutela delle Acque (PTA), hanno valutato e stabilito i valori del DMV per ogni corso d'acqua a cui i concessionari di derivazioni devono adeguarsi.

Nel corso dell'applicazione dei PTA, quale attuazione nazionale della Direttiva europea 2000/60/CE, la Commissione europea ha rilevato, tuttavia, diverse criticità tra cui una in particolare che riguardava la necessità di valutare correttamente il rischio ambientale generato dal proliferare delle derivazioni a scopo idroelettrico di piccola potenza, rischio amplificato dal fatto che i fiumi interessati dalle richieste di derivazione a scopo idroelettrico, per impianti con potenza inferiore a 3000 kW, sono spesso quelli totalmente o parzialmente non sfruttati, ossia i tratti iniziali (*headwater*) dei corsi d'acqua, spesso montani, soggetti a scarsi impatti che sono, in molti casi, in uno stato di qualità “buono” o “elevato”.

La necessità di formare più solide basi conoscitive per la determinazione del deflusso ecologico ha indotto la Commissione europea a promuovere nel 2015 la pubblicazione, nell'ambito della *Common Implementation Strategy*, della linea guida *Ecological Flow in the implementation of the water Framework Directive* [195].

Per rispondere a tale criticità il Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM, ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, MASE) ha emanato due decreti direttoriali (STA 29/2017 [196] e STA 30/2017 [197]), concordati con la Commissione europea, che non hanno rango normativo, in quanto linee guida di carattere tecnico. In particolare, il secondo contiene indicazioni tecniche per determinare il Deflusso Ecologico (DE) da mantenere sui corsi d'acqua. Grazie all'adozione di metodi più sofisticati si possono superare i limiti delle metodologie applicate per il calcolo del DMV: mancato riconoscimento della dipendenza del

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

DMV dal regime idrologico naturale e dalla dinamica morfologica del corso d'acqua; assenza di evidenti e robuste correlazioni tra i valori del DMV e lo stato dei corpi idrici; presenza di una significativa diversità delle formule di calcolo, tali da comportare valori territoriali di DMV sensibilmente disomogenei, anche all'interno di uno stesso distretto idrografico. Secondo quanto riportato sul sito del MASE¹⁷, l'adozione di metodi sofisticati è in grado di:

- *“promuovere l'evoluzione da un unico valore/soglia di DMV a un insieme di valori temporalmente distribuiti, secondo il principio del “paradigma delle portate naturali”, per cui il mantenimento di un regime, simile a quello naturale, in un dato corso d'acqua, favorisce il mantenimento degli habitat e delle specie autoctone in esso presenti;*
- *utilizzare adeguatamente gli indicatori biologici o eco-idraulici che risultino efficaci al fine di registrare gli impatti di alterazioni idrologiche e idro-morfologiche sui corpi idrici;*
- *rendere esplicito, ove possibile, il livello di confidenza atteso per i valori di DMV calcolati con i nuovi metodi, in modo da aggiungere informazioni sull'incertezza associata al processo di determinazione.*
- *Il concetto di Deflusso Ecologico (DE) rappresenta quindi un'evoluzione di quello di Deflusso Minimo Vitale (DMV): con esso si passa dal garantire una portata istantanea minima al garantire un regime idrologico per il raggiungimento degli obiettivi ambientali indicati dalla Direttiva Comunitaria Quadro in materia di Acque n. 2000/60/CE”.*

Il Deflusso Ecologico è definito dalle Linee Guida come il “volume di acqua necessario affinché l'ecosistema acquatico continui a prosperare e a fornire i servizi necessari”. In accordo con la distribuzione dei poteri sancita dalla Costituzione e dalle leggi dello Stato, che rimandano alle Regioni le competenze sulla gestione del demanio idrico e alle Autorità di bacino la pianificazione della tutela delle acque a scala distrettuale, i decreti STA 29/2017 e STA 30/2017 sono stati applicati sul territorio con apposite Direttive tecniche, adottate con delibere delle Conferenze Istituzionali Permanenti delle Autorità di bacino, che sono enti pubblici, non economici, cui partecipano i Ministri e i Presidenti delle Regioni dei territori appartenenti ai vari distretti.

Attualmente le Autorità di Distretto hanno definito formulazioni

¹⁷ <https://www.mase.gov.it/pagina/deflussi-ecologici-e-valutazioni-ambientali-delle-derivazioni>

e metodi necessari al calcolo del DE e sono in atto (o in programmazione) varie sperimentazioni per ottenere informazioni di dettaglio sul campo con la possibilità di ridefinire (migliorare o ricalibrare) le formulazioni definite in prima istanza.

Rimangono comunque sempre possibili deroghe temporanee al deflusso ecologico in situazioni di carenza idrica e siccità.

6.5.3

Soluzioni per la protezione della flora e della fauna fluviale

L'entità degli impatti sull'ecosistema fluviale dipende dalle caratteristiche del corpo idrico [198]. A parità di portata, la morfologia dell'alveo (i.e., larghezza, pendenza, scabrosità del fondo) è determinante per creare *habitat* funzionali a sostenere la vita acquatica. In condizioni indisturbate i corsi d'acqua hanno una loro vocazione ittica nella quale ogni specie ha un proprio *habitat* specifico. In caso di alterazioni idrologiche e morfologiche tali specie potrebbero presentare una vulnerabilità più o meno marcata.

Quando si costruiscono sbarramenti lungo i corsi d'acqua, nel tratto di fiume a monte il rallentamento delle correnti genera *habitat* poco diversificati, riducendone di conseguenza la biodiversità.

Gli sbarramenti costituiscono un'interruzione fisica della continuità fluviale alterandone il trasporto solido, di nutrienti e di organismi. In presenza di fauna ittica che risale o discende i fiumi per esigenze riproduttive è, per esempio, fondamentale inserire scale per i pesci per consentirne il superamento. Spesso queste scale, o ascensori, sono strumentate per censire e controllare le specie che popolano i fiumi. Esistono anche sistemi di cattura delle specie ittiche aliene invasive, come quello sperimentato sul fiume Po, in località Isola Serafini, nel Comune di Monticelli d'Ongina (PC)¹⁸.

La riduzione delle portate nei tratti dove sono presenti derivazioni può avere effetti sulle funzioni vitali delle specie acquatiche, dovuti alla contrazione areale dell'alveo bagnato e alla scomparsa di *microhabitat* con maggiori velocità di corrente e sufficiente ossigenazione, adeguati al nutrimento, alla riproduzione e alla deposizione di uova, nonché a creare rifugi. Per mitigare questi impatti è possibile restringere l'alveo, creando pozze e rifugi per i pesci, e aumentare le zone d'ombra mediante la rivegetazione delle rive. A tal fine l'in-

¹⁸ <https://www.risalitadeipesci.com/il-progetto>

Le principali barriere allo sviluppo dell'idroelettrico

gegneria naturalistica mette a disposizione diverse soluzioni progettuali che sfruttano piante autoctone e sono funzionali anche a fini paesaggistici e alla stabilizzazione e consolidamento delle sponde, riducendone i fenomeni erosivi.

Le variazioni repentine di portata (fenomeno dell'*hydropeaking*) nell'alveo sotteso dallo sbarramento o a valle delle opere di restituzione creano impatti sulla sopravvivenza dei pesci, soprattutto negli stadi vitali con minore capacità di reazione (p.es. fase larvale, avanzotti). Per contrastare questi impatti è opportuno definire un regime di deflusso che tenga conto della situazione idrologica, morfologica ed ecologica specifica del sito (deflusso minimo ecologico, §6.5.2).

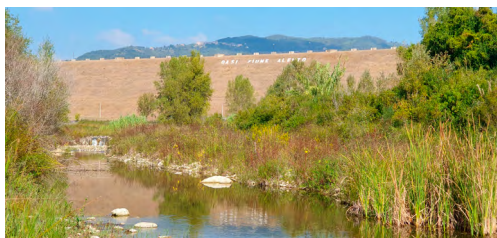
La presenza di griglie nelle opere di presa è funzionale non solo per intercettare materiale solido, ma anche per evitare l'ingresso della fauna ittica nelle condotte fino ai macchinari idraulici, sebbene a volte queste misure non siano sufficienti per bloccare il passaggio delle specie più piccole con conseguente aumento della loro mortalità. Per mitigare questo problema è possibile ricorrere a dissuasori per pesci oppure creare *bypass*.

Per ridurre gli impatti ambientali, diversi concessionari collaborano con enti e associazioni locali per creare oasi naturalistiche o proteggere la flora e la fauna dei parchi naturalistici dove alcuni impianti sono collocati. Un esempio virtuoso è l'Oasi Fiume Alento in Campania, creata a valle della diga, dove si organizzano in collaborazione con il Consorzio Velia, gestore dell'impianto ad uso plurimo, molti eventi ricreativi, sportivi e soprattutto formativi, anche per le scolaresche¹⁹ (Figura 6.14).

¹⁹ <https://www.oasialento.it/it>

FIGURA 6.14

Diga di Piana della Rocca ad uso plurimo, gestita dal Consorzio di Bonifica Velia (sinistra), e oasi naturalistica del fiume Alento, ai piedi della diga (destra) è Diga di Piana della Rocca gestita dal Consorzio di Bonifica Velia (sinistra) e oasi naturalistica del fiume Alento, ai piedi della diga (destra) [Foto Frigerio].



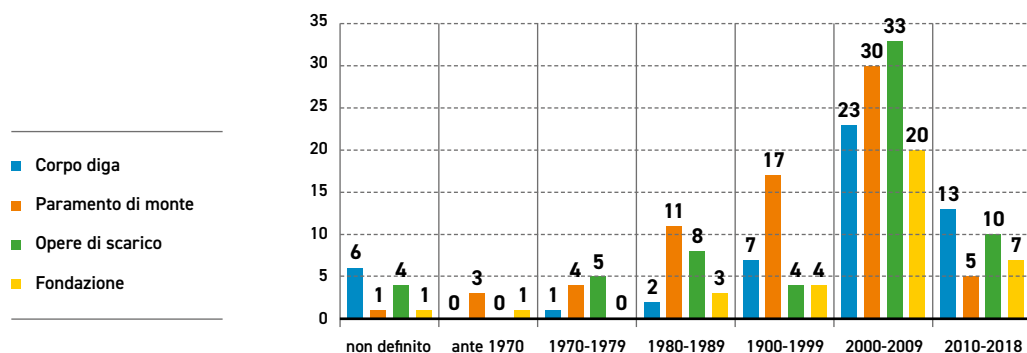
Diversi protocolli d'intesa o accordi sono siglati tra concessionari e gli enti che gestiscono i parchi in cui si trovano le infrastrutture. A titolo d'esempio si riporta il caso di IREN Energia che, nel *workshop* Dighe e Territorio tenutosi in Valle d'Aosta nel 2022 (§6.2), ha mostrato come i grandi impianti idroelettrici della Valle d'Orco in Piemonte, realizzati tra gli anni 1925 e 1970, siano ben integrati nel territorio tutelato dall'Ente Parco Nazionale del Gran Paradiso. Con oltre un secolo di storia alle spalle, l'esperienza di IREN dimostra che, nel rispetto dei ruoli e compiti istituzionali, è possibile conciliare la produzione idroelettrica con la tutela della risorsa idrica e il rispetto dell'ambiente. I rapporti con l'Ente Parco sono regolati da una convenzione, firmata nel 1994 e rinnovata nel 2015, che prevede un contributo annuale destinato a iniziative per la tutela ambientale e la promozione turistica, la cessione in comodato gratuito di alcuni immobili situati nel Parco e il graduale smantellamento di alcune infrastrutture con la riqualificazione delle aree.

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

La normativa italiana vigente richiede la rivalutazione della sicurezza sismica delle dighe di ritenuta e delle opere accessorie [20] [24] e la rivalutazione della sicurezza idrologica-idraulica degli organi di scarico [139] [145]. Queste disposizioni normative, in aggiunta al progressivo invecchiamento del parco infrastrutturale italiano (che ha superato, in media, i 65 anni d'età), hanno determinato un incremento degli interventi di manutenzione straordinaria, monitorato da un Osservatorio permanente di ITCOLD [44]. Dalla Figura 7.1 si evince che i lavori di adeguamento e riabilitazione, classificati in base alla parte sottoposta a intervento, siano risultati in netta crescita dopo gli anni 2000. Nell'ultimo decennio si nota una flessione legata all'incertezza e alla mancanza di decisioni politiche sulle modalità del rinnovo delle concessioni (§6.1), che inducono i gestori a realizzare solo quegli interventi ritenuti indispensabili ai fini della sicurezza.

FIGURA 7.1

Censimento degli interventi di riabilitazione sulle dighe in Italia negli ultimi decenni [Fonte ITCOLD].



Per mantenere in esercizio, sicurezza ed efficienza, l'attuale parco infrastrutturale italiano nel medio-lungo termine è spesso necessario effettuare indagini approfondite, poiché le problematiche che insorgono nelle strutture esistenti, soggette a fenomeni di invecchiamento, sono differenti da quelle che si devono affrontare in fase progettuale. Inoltre, non si deve trascurare il fatto che le dighe esistenti sono state costruite attenendosi alle normative in vigore all'epoca della loro costruzione, mentre le normative attuali richiedono requisiti prestazionali decisamente maggiori. Non da ultimo, ogni diga, per le sue peculiarità costruttive e le condizioni geologiche e morfo-

logiche del sito, può considerarsi a tutti gli effetti un prototipo e un caso studio a sé stante.

Alla luce di queste considerazioni, in alcuni casi l'utilizzo di metodi semplificati per la realizzazione delle verifiche strutturali e idrauliche potrebbe portare a risultati molto conservativi, tali da non soddisfare i requisiti prestazionali richiesti, che potrebbero implicare la necessità di pianificare interventi riabilitativi in realtà non necessari e al contempo indurre le autorità a imporre limitazioni d'esercizio, se non addirittura la completa dismissione, creando un impatto negativo sulla corsa del nostro Paese verso il raggiungimento degli obiettivi energetici, climatici e ambientali dettati dall'Europa, con un aggravio di costi che ricadrebbe alla fine sui cittadini.

Nei casi in cui i metodi semplificati non consentano di soddisfare i requisiti richiesti dalle normative vigenti, è necessario ricorrere a metodi numerici avanzati che, rimuovendo alcune ipotesi semplificative, siano in grado di fornire una descrizione accurata e il più possibile realistica del comportamento delle strutture o dei processi idrologici. Il ricorso a metodi più avanzati richiede parallelamente la disponibilità di dati forniti dai sistemi di controllo e monitoraggio per poter identificare i parametri necessari ai modelli e per ottenere una descrizione quanto più possibile rappresentativa e affidabile del reale comportamento della struttura o dei processi idrologici. Va, comunque, sottolineato che se da un lato i metodi avanzati consentono di migliorare le prestazioni delle simulazioni numeriche, dall'altro lato devono essere utilizzati con la massima cura e giudizio scientifico per evitare conclusioni errate.

Per confrontarsi a livello internazionale con esperti in modellazione numerica e per valutare criticamente i propri metodi e strumenti, RSE partecipa ai *Benchmark Workshop* organizzati dal *Technical Committee A* dell'*ICOLD Computational Aspects of Analysis and Design of Dams*, coordinato da Guido Mazzà (già dirigente RSE).

Nei paragrafi che seguono si presentano alcuni metodi avanzati e casi studio condotti da RSE negli ultimi anni.

7.1

VALUTAZIONE DELLA SICUREZZA SISMICA DELLE DIGHE DI CALCESTRUZZO

Le analisi finalizzate alla valutazione del comportamento strutturale delle dighe di calcestruzzo sottoposte ad azione sismica sono eseguite per mezzo di simulazioni numeriche (in genere con il me-

todo agli elementi finiti), che consentono di riprodurre con buona accuratezza il reale comportamento dinamico del sistema costituito dalla diga, dal bacino e dalla fondazione.

Possono essere adottati diversi metodi di analisi, caratterizzati da crescente complessità di utilizzo: seppure i metodi più complessi possano risultare onerosi, essi consentono di affrontare con successo anche situazioni fisiche che i metodi più semplici non sono in grado di rappresentare, fornendo peraltro una descrizione del comportamento strutturale molto più realistica. La scelta del metodo può dipendere da molti fattori [199], quali le caratteristiche della struttura, la pericolosità sismica del sito, la gravità delle conseguenze di un eventuale collasso. Una metodologia progressiva di analisi è suggerita in [200] [201] [202]: iniziando dal più semplice *metodo conservativo appropriato al problema*, si ricorre successivamente a metodi più complessi solo quando appare necessario in base ai risultati ottenuti. Nei documenti citati si esorta, inoltre, a dedicare alle indagini conoscitive (studio sismotettonico e definizione del moto sismico del terreno, caratterizzazione dei materiali con prove in sito e in laboratorio ecc.) un impegno commisurato al livello di complessità del problema e del conseguente metodo di analisi da adottare.

Si richiamano sinteticamente tre fondamentali metodi di analisi, in ordine di crescente complessità: l'analisi pseudo-statica, l'analisi a spettro di risposta, l'analisi di transitorio dinamico. Si osserva che questo stesso ordine coincide con quello di apparizione storica, in ragione del progressivo miglioramento sia delle conoscenze sismologiche sia delle potenzialità di simulazione numerica.

L'analisi pseudo-statica (o metodo del coefficiente sismico), proposta da Westergaard negli anni Trenta in occasione del progetto della diga di Hoover (Nevada, USA), è stata diffusamente utilizzata in passato per valutare la sicurezza sismica delle dighe [203]. Il metodo, partendo dall'ipotesi che la struttura si comporti come corpo rigido, calcola la risposta sismica con un'analisi statica sotto l'azione delle forze d'inerzia dovute all'accelerazione del terreno: si rivela tanto più corretto quanto più la diga è rigida, mentre non può tenere efficacemente conto delle caratteristiche dinamiche della struttura né delle caratteristiche dinamiche del moto del terreno. Questo tradizionale metodo di analisi è ad oggi considerato poco adatto alla verifica delle grandi dighe [204], in particolare nel caso delle dighe arco, ma può essere considerato ancora utilizzabile per il progetto preliminare e per le verifiche di stabilità globale.

L'analisi a spettro di risposta [205] [206], anche se basata sull'i-

potesi di comportamento lineare del sistema, ha rappresentato una significativa innovazione nella simulazione del comportamento sismico delle strutture. A differenza del metodo pseudo-statico, infatti, questo metodo è in grado di tenere conto del comportamento dinamico, provocato dalla deformabilità: lo stato di sollecitazione può risultare anche molto diverso da quello che competerebbe alla struttura rigida, sia come distribuzione spaziale sia come intensità. In estrema sintesi, la risposta della struttura, valutabile comunque solo in termini di valori massimi, è calcolata in base all'interazione tra le sue caratteristiche dinamiche (i modi propri di vibrare) e le caratteristiche del moto del terreno (sintetizzate in uno spettro di risposta). La più importante, ma non l'unica, limitazione del metodo è individuabile nell'ipotesi di linearità, che non consente ad esempio di simulare né il comportamento dei giunti costruttivi e delle discontinuità, né la fessurazione del calcestruzzo. Si tratta, comunque, di un valido strumento per l'analisi sismica: anche nei casi in cui lo si ritenga non pienamente soddisfacente per la valutazione della sicurezza dell'opera, fornisce informazioni utili per meglio comprendere il comportamento dinamico della struttura e per impostare le successive analisi con metodi più complessi.

L'analisi di transitorio dinamico [200], che costituisce il metodo più diretto per studiare la risposta dei sistemi strutturali ai terremoti, è rimasta per molto tempo ai margini delle pratiche applicazioni a causa del suo proibitivo costo computazionale, soprattutto in campo non lineare. L'odierna potenza di calcolo ha reso applicabile (ancorché ancora molto oneroso in alcuni casi) questo metodo di analisi, che si presenta ormai come uno strumento indispensabile per valutare la sicurezza delle dighe sotto l'azione dei moti sismici di maggiore intensità [203]: solo con l'analisi di transitorio dinamico si può, infatti, verificare se la diga, eventualmente anche discostandosi di molto dal comportamento lineare e subendo danni, rimane in grado di evitare il rilascio incontrollato dell'acqua contenuta nel bacino. Il metodo consiste nel simulare l'intera storia temporale del comportamento della struttura soggetta al moto del terreno, descritto dall'andamento della sua accelerazione nel tempo applicata ai contorni del modello. Uno dei principali pregi del metodo è la possibilità di tenere conto, tramite opportune leggi costitutive, delle severe non linearità che caratterizzano i materiali dopo il raggiungimento del loro limite di resistenza: si può, quindi, studiare il comportamento dinamico della diga anche in presenza di aperture e scorrimenti dei giunti e di fessurazioni del calcestruzzo. È comunque opportuno tenere pre-

sente che l'analisi di transitorio dinamico non lineare, oltre ad essere computazionalmente onerosa, richiede sia esperienza e competenza delle principali caratteristiche anelastiche che governano la risposta dinamica, sia una profonda conoscenza delle limitazioni degli algoritmi non lineari coinvolti [203].

Nelle analisi di transitorio dinamico l'azione sismica è generalmente fornita da funzioni che esprimono la variazione nel tempo del moto sismico. In alternativa alla tradizionale rappresentazione dell'azione sismica con accelerogrammi rappresentativi di un terremoto di definita intensità (accelerogrammi naturali, cioè registrati in occasione di terremoti reali ed eventualmente scalati, accelerogrammi sintetici o accelerogrammi artificiali), è stato proposto, nell'ambito di una metodologia nota come metodo ETA (*Endurance Time Analysis*) [207] [208] [209] [210] [211] [212], di rappresentare l'azione sismica con speciali funzioni di accelerazione, di tipo sismico ma con intensità progressivamente crescente nel tempo. La filosofia del metodo consiste nell'introdurre un concetto simile a quello di carico progressivamente crescente utilizzato in ambito statico per studiare la risposta di una struttura fino al collasso, ma questa volta operando nel campo dell'analisi sismica. Il metodo ETA applica il moto sismico secondo un nuovo concetto, non più al fine di riprodurre il comportamento della struttura durante un determinato terremoto, ma per ottenere, come stati intermedi causati da un unico carico dinamico crescente nel tempo, effetti paragonabili a quelli che sarebbero causati da singoli terremoti con diversi livelli di intensità. Tale metodo non è considerato valido per l'esecuzione delle verifiche ai sensi della normativa, ma può costituire un utilissimo strumento per analisi preliminari o analisi di tipo parametrico.

Nell'ambito delle analisi dinamiche è importante modellare in maniera appropriata l'interazione dinamica della diga sia con il bacino sia con la roccia di fondazione. I metodi di interazione dinamica fluido-struttura [213] [214], che consentono di considerare aspetti importanti quali la comprimibilità del fluido e gli effetti di smorzamento ai contorni del bacino, sono implementati in molti codici di calcolo per analisi strutturali (nello specifico sono presenti nei codici utilizzati da RSE, sia nei codici proprietari INDIA [215] e CANT-SD [216] [217], sia nel codice commerciale Abaqus [218]). Per molti anni nella professione dell'ingegneria delle dighe l'interazione dinamica struttura-fondazione è stata trattata ricorrendo al tradizionale e consolidato approccio *massless* [219], fondato sull'ipotesi semplificativa di considerare la fondazione priva di massa. Tale approccio, nel quale il

dominio di fondazione è delimitato da contorni cui viene assegnato il moto del terreno, non è in grado di tenere conto degli effetti di dissipazione caratterizzanti una fondazione che nella realtà è semi-illimitata: la risposta strutturale calcolata avvalendosi di questo approccio può risultare, pertanto, fortemente sovrastimata [220] [221] [222]. Sebbene l'approccio *massless*, proprio grazie alla sua conservatività, sia ancora ampiamente utilizzato nella valutazione della sicurezza sismica dei sistemi diga-bacino-fondazione, in molti casi può essere necessario ridurre questa eccessiva conservatività, che può fare erroneamente ritenere non soddisfatte le richieste prestazionali della normativa, ricorrendo a modelli avanzati di interazione dinamica struttura-fondazione in grado di rappresentare la propagazione delle onde sismiche in una fondazione realisticamente dotata di massa.

Per questo motivo, nell'ambito delle attività della Ricerca di Sistema [223] [224] [225] è stato implementato e validato un modello di propagazione delle onde sismiche (SAM-4D, *Seismic Advanced Model for Dams*) che, delimitando la fondazione con opportuni contorni artificiali, consente di riprodurre, all'interno di un dominio di calcolo relativamente poco esteso, lo stesso comportamento che si otterrebbe con la fondazione semi-illimitata effettivamente presente nella realtà. Il modello utilizza contorni artificiali costituiti da letti di smorzatori (e di eventuali molle), noti nella letteratura specialistica [226] [227] [228] [229] [230] [231] come contorni assorbenti (*absorbing boundaries*) o contorni non-riflettenti (*non-reflecting boundaries*). Tali contorni consentono l'ingresso nella fondazione delle onde sismiche, per mezzo dell'applicazione di opportune forze sismiche equivalenti valutate con riferimento alla soluzione teorica del problema della propagazione verticale delle onde in un semispazio elastico omogeneo e privo di smorzamento, nonché l'uscita dalla fondazione delle onde di *scattering*, originate dalla presenza del sistema diga-bacino. Questi contorni devono essere sufficientemente lontani dalla diga per consentire la corretta fuoriuscita delle onde di *scattering* [230] [232], richiedendo quindi un dominio di fondazione adeguatamente esteso.

Le forze sismiche equivalenti applicate ai contorni artificiali devono essere tali che la simulazione numerica riproduca correttamente, all'interno del dominio di calcolo e in assenza della diga e del bacino, la risposta sismica in condizioni di campo libero (*free field*): il rispetto di questa condizione viene talvolta indicato in letteratura come adozione delle *free field boundary conditions* [230]. Lo schema adottato per il calcolo delle forze sismiche equivalenti assume un dominio di fondazione semplificato (il semispazio) che non considera la presenza di

un eventuale canyon: tale semplificazione risulta adottabile anche nei casi in cui la fondazione non sia parallelepipedica (quindi non direttamente assimilabile al semispazio) a condizione di considerare un dominio di calcolo sufficientemente esteso [233], condizione peraltro già richiesta dall'utilizzo degli smorzatori come contorno assorbente. Per verificare che il modello di propagazione implementato potesse essere utilizzato in modo affidabile anche per i casi in cui il dominio di fondazione presenta un canyon, sono stati riprodotti alcuni casi studio proposti in letteratura [232] [233], per i quali è disponibile la soluzione analitica o numerica: tali casi studio hanno considerato l'analisi numerica di una fondazione tridimensionale (delle stesse dimensioni dei casi di letteratura) dotata di un canyon semicilindrico sottoposta all'azione dinamica di un'onda con direzione di propagazione verticale descritta da una funzione periodica (con periodo pari a 0.2 s) di durata complessiva pari a 1.2 s applicata, nelle due direzioni orizzontali X (monte-valle) e Y (spalla-spalla) e nella direzione verticale Z, come onda incidente alla base della fondazione. I risultati hanno mostrato un buon accordo con le soluzioni di riferimento [234] [235] (Figura 7.2).

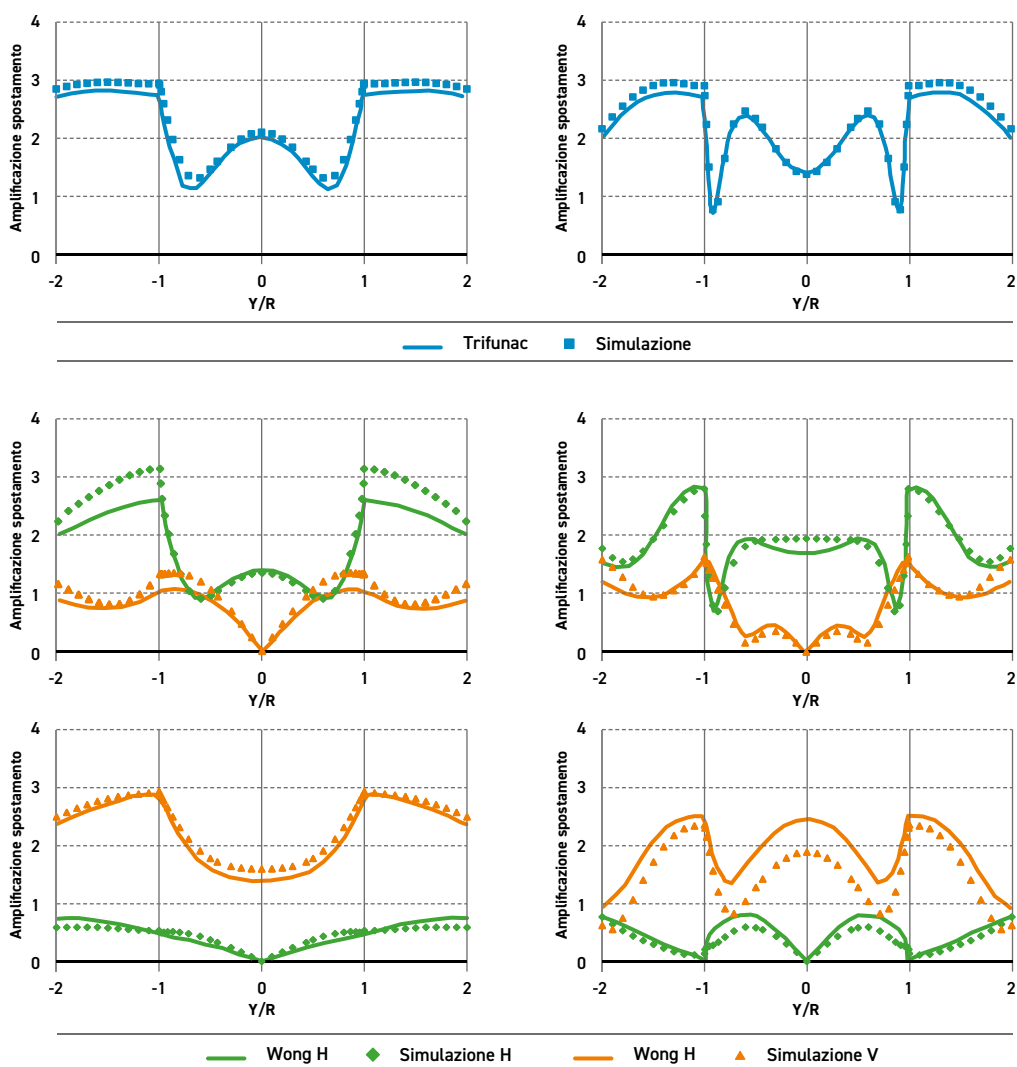
Preliminarmente all'analisi del sistema completo diga-bacino-fondazione è, comunque, sempre necessario realizzare l'analisi della sola fondazione con l'obiettivo di verificare, in condizioni di campo libero (ossia in assenza della diga e del bacino), la riproducibilità del moto sismico assegnato: questa verifica è, peraltro, esplicitamente richiesta dalla normativa [24].

Per un utilizzo efficiente del modello di propagazione delle onde sismiche, nell'ambito dell'analisi numerica di problemi reali (tipicamente condotta con un codice di calcolo agli elementi finiti), sono stati sviluppati strumenti informatici di pre-processamento con lo scopo di automatizzare il calcolo e l'assegnazione delle forze sismiche equivalenti (forze per unità di superficie) da applicare ai contorni assorbenti della fondazione (base e contorni laterali), sia per i casi di fondazione bidimensionale sia per i casi di fondazione tridimensionale. Gli strumenti di pre-processamento sviluppati richiedono che la discretizzazione della *mesh* sia uniforme nella direzione verticale sui contorni laterali del dominio di fondazione.

Il primo caso studio (Figura 7.3), che ha riguardato il più alto coniglio non tracimabile della diga a gravità di Pine Flat (USA), ha mostrato che i risultati ottenuti con il modello di propagazione delle onde forniscono una risposta sismica del sistema decisamente meno gravosa (circa la metà) rispetto a quella ottenuta con l'approccio *massless*.

FIGURA 7.2

Fondazione con canyon semicilindrico: confronto fra la simulazione numerica e la soluzione di riferimento. Amplificazione degli spostamenti orizzontali e verticale sulla superficie libera per le frequenze 5 Hz (sinistra) e 10 Hz (destra): azione sismica applicata in direzione monte-valle (prima riga), spalla-spalla (seconda riga) e verticale (terza riga).



Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

Il secondo caso studio (Figura 7.4) ha riguardato la diga di Monticello, una grande diga ad arco di calcestruzzo situata in California (USA), per la quale sono disponibili dati sperimentali registrati al coronamento e in fondazione durante un debole sisma. Le analisi svolte hanno consentito di dimostrare l'affidabilità del modello di propagazione attraverso il confronto numerico-sperimentale: i risultati hanno, infatti, mostrato nel complesso un buon accordo con le misure sperimentali. Le analisi condotte con l'approccio *massless*, sebbene riescano a cogliere in modo qualitativamente soddisfacente il reale comportamento dinamico complessivo della struttura (riuscendo a riprodurre con buona accuratezza le frequenze dei picchi di risonanza) lo sovrastimano in modo significativo: i risultati di tali analisi sono sempre maggiori (circa il doppio) di quelli ottenuti con le analisi realizzate con il modello di propagazione delle onde sismiche.

L'ultimo caso studio (Figura 7.5) ha riguardato una grande diga ad arco italiana di calcestruzzo situata in una zona a elevata pericolosità sismica. Non disponendo di misure sperimentali, le analisi sono state finalizzate al confronto fra il modello di propagazione delle onde e l'approccio *massless*. L'utilizzo del modello di propagazione delle onde ha consentito, in questo caso, di quantificare nell'ordine del 50% la sovrastima che si ottiene utilizzando l'approccio *massless*.

FIGURA 7.3

Caso studio della diga di Pine Flat. Involuppo dello sforzo principale massimo: confronto dei risultati delle analisi con SAM-4D (sinistra) e con l'approccio *massless* (destra).

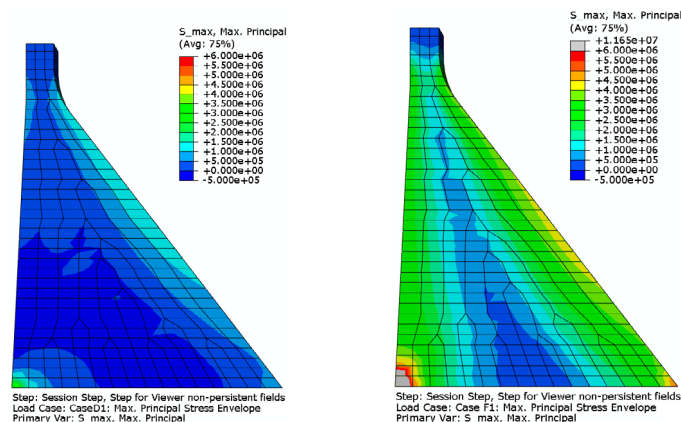
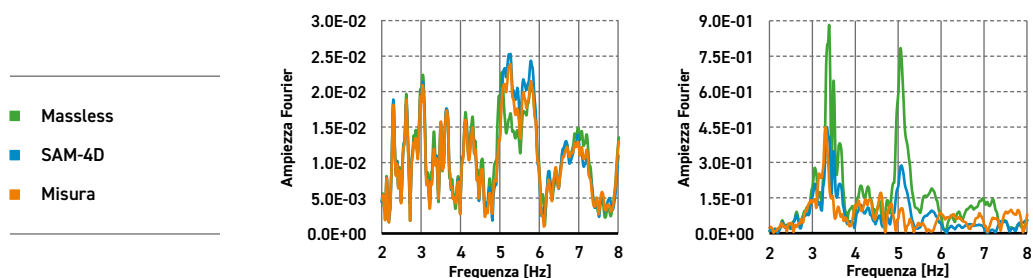
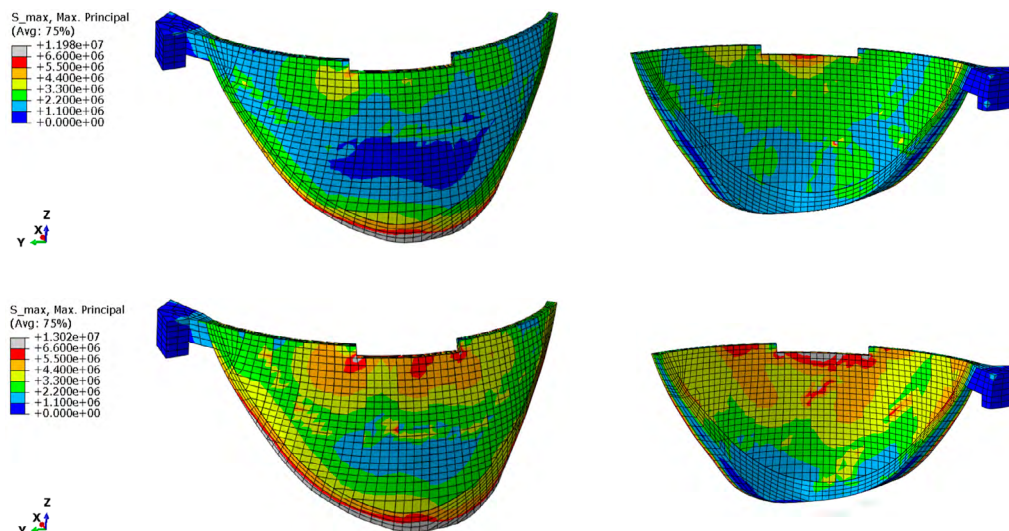


FIGURA 7.4

Spettri di Fourier dell'accelerazione monte-valle in fondazione (sinistra) e al centro del coronamento (destra): confronto fra la misura sperimentale e i risultati delle analisi con SAM-4D e con l'approccio massless.

**FIGURA 7.5**

Caso studio di una grande diga ad arco italiana di calcestruzzo situata in una zona a elevata pericolosità sismica: confronto i risultati delle analisi con SAM-4D (alto) e con l'approccio massless (basso).



7.2

ASSEVERAZIONE DELLE CONDOTTE FORZATE

In Italia, le istituzioni stanno lavorando per l'emanazione di un regolamento che specifichi i controlli da eseguire sulle opere di derivazione, comprese le condotte forzate, con la relativa cadenza temporale, e la programmazione di visite di vigilanza da parte delle Autorità competenti, come già avviene per le dighe.

Nella situazione attuale, il controllo e la manutenzione delle condotte forzate sono svolti direttamente dai concessionari secondo procedure interne, consolidate in tanti anni di esercizio. Gli stessi concessionari pianificano gli eventuali interventi di ripristino, la sostituzione di pezzi (i.e. virole, appoggi ecc.) o il rifacimento dell'intera condotta. D'altro canto, da parte dei gestori c'è tutto l'interesse a mantenere in efficienza queste strutture per evitare consistenti perdite economiche associate a prolungati fuori servizio degli impianti dovuti a malfunzionamenti o guasti oppure, nel caso estremo di rottura improvvisa, costi legati al risarcimento dei danni provocati a persone e beni.

Le Autorità competenti sono impegnate da diversi anni a fare rientrare sotto il controllo dello Stato queste opere. La legge 24 novembre 2003, n.326 [236], ha richiesto l'emissione di un apposito regolamento per definire le modalità con le quali la DGD deve provvedere *“all'approvazione dei progetti delle opere di derivazione dai serbatoi e di adduzione all'utilizzazione, comprese le condotte forzate, nonché alla vigilanza sulle operazioni di controllo che i concessionari saranno tenuti ad espletare sulle medesime opere”*.

Con il D.M. 4 agosto 2014, n.346 [7], è stata riorganizzata la DGD e creato un ufficio specifico, la Divisione 3, per la conduzione delle attività di vigilanza sulle opere di derivazione. Nelle more dell'approvazione del nuovo regolamento, con la Circolare del 22 settembre 2015, n.19216 [237], la Divisione 3 sta completando, in collaborazione con i concessionari, l'archivio nazionale delle opere di derivazione¹, avviato nel 2007, con l'obiettivo di classificare gli impianti censiti mediante un indice di rischio, di definire i *Fogli condizioni per l'esercizio e la manutenzione* ed estendere a queste opere le asseverazioni

¹ Nella Circolare del 22 settembre 2015, n.19216, per opera di derivazione si intende l'insieme di opere per la presa e l'adduzione della risorsa idrica dal serbatoio sino alla centrale idroelettrica, esclusa, nel caso di utilizzo idroelettrico, o sino alla prima opera di disconnessione idraulica (partitore, pozzo piezometrico, pozzo di riduzione, ecc.), nel caso di utilizzazione diversa da quella idroelettrica.

richieste per le dighe (redatte ai sensi della Circolare PCM 13 dicembre 1995, n. DSTN/2/22806 [238]). Sulla base della classe di rischio, si definiranno i livelli di controllo e le ispezioni da parte della DGD. La Divisione 3 intende, inoltre, istituire un pubblico registro degli incidenti per mettere a fattore comune le informazioni relative alle condizioni, operative o eccezionali (che hanno causato la rottura), ai tipi di rottura e all'ammontare delle conseguenze.

Visto il protrarsi dell'emanazione del nuovo regolamento, alcuni enti stanno definendo provvedimenti per migliorare la sicurezza degli impianti che utilizzano acque pubbliche per la produzione di energia; è il caso della Provincia Autonoma di Bolzano che, con la Delibera della Giunta N.440 [239], ha richiesto ai concessionari di effettuare l'asseverazione delle condotte forzate esercite, di verificare periodicamente la funzionalità degli organi di sicurezza e di tenere un registro degli eventi rilevanti ai fini della sicurezza.

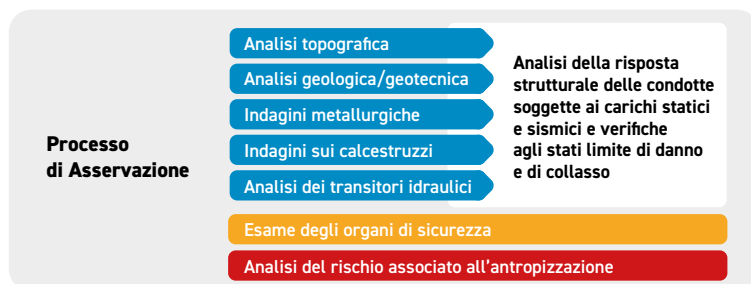
RSE è stata coinvolta nei processi di asseverazione da ALPERIA, concessionario operante nella Provincia di Bolzano. Tali studi sono stati descritti nel GdL ITCOLD dedicato alle condotte forzate [240] e messi a fattore comune della comunità tecnico-scientifica nelle attività di Ricerca di Sistema [164] e nell'*European Working Group* (EWG) "*Penstocks & Pressure Shafts*" del Club Europeo dell'ICOLD (Eur-COLD), coordinato da Antonella Frigerio di RSE.

Di seguito si riporta una breve sintesi, con particolare riferimento agli aspetti da includere nel processo di asseverazione, alle verifiche strutturali e all'analisi del rischio antropico, aspetti curati da RSE.

Lo schema riportato in Figura 7.6 sintetizza l'impostazione concettuale che descrive le azioni necessarie per un processo di asseverazione delle condotte forzate, comprensivo dell'analisi del rischio antropico.

FIGURA 7.6

Schema sintetico del processo di asseverazione per una condotta forzata.



Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

7.2.1

Metodi semplificati e avanzati per la verifica agli stati limite

Per eseguire le verifiche strutturali secondo la normativa vigente occorre avere a disposizione diversi dati:

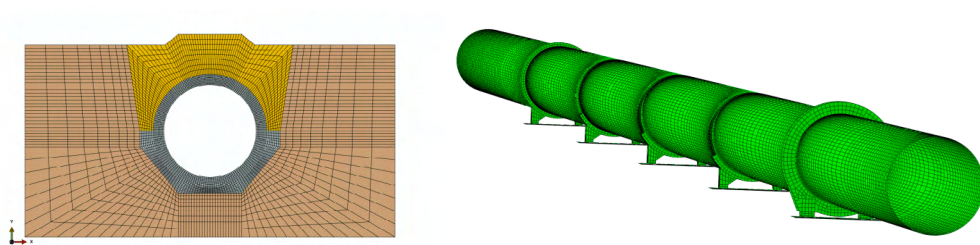
- I disegni storici di progetto con i dati dimensionali agli elementi strutturali, le eventuali modifiche strutturali o i disallineamenti verificatisi in corso d'opera, rilievi topografici (p.es. usando droni).
- Le indagini geologiche/geotecniche per caratterizzare la stabilità del versante e i parametri fisico-meccanici dei terreni.
- I risultati delle prove meccaniche, anche di tipo non distruttive, eseguite in sito e in laboratorio per caratterizzare i parametri fisico-meccanici dei materiali della condotta e delle opere di sostegno.
- I risultati delle analisi idrauliche, necessarie per definire il carico idrostatico stazionario e le sovrappressioni dovute a transitori specifici o a eventi eccezionali.
- Le serie storiche dei dati dei sistemi di controllo e monitoraggio.

Per una prima verifica è utile ricorrere a metodi semplificati, sperimentali o analitici, basati su formulazioni chiuse. Per calcolare gli sforzi longitudinali, sono molto diffusi i modelli monodimensionali basati su schemi a trave su più appoggi per le condotte aeree dotate di blocchi di ancoraggio e giunti di dilatazione, oppure gli schemi a trave su suolo elastico per le condotte interrate. Per calcolare gli sforzi circonferenziali si usa la formula di Mariotte, per le condotte aeree, e la teoria di Marston e De Saedeleer, per le condotte interrate, che approssima l'interazione con il terreno [241]. Spesso le ipotesi alla base di questi metodi sono abbastanza stringenti e portano a valutazioni conservative, a volte poco realistiche.

Nei casi più complessi è necessario, invece, ricorrere a modelli, bidimensionali o tridimensionali (Figura 7.7), basati sul metodo agli elementi finiti, che richiedono un impegno operativo e computazionale sicuramente maggiore ma che consentono di ottenere soluzioni più aderenti al reale comportamento strutturale. Spesso il ricorso a questi modelli si rende necessario per strutture esistenti progettate con normative non più in vigore, che prevedevano minori richieste prestazionali, come le Norme Tecniche del 1982 [242].

FIGURA 7.7

Modello bidimensionale di una condotta di calcestruzzo interrata (sinistra) e modello tridimensionale di un tratto rettilineo di una condotta di acciaio con pieducci di appoggio (destra).



In alcuni casi, con uno sforzo computazionale minimo, si possono ottenere risultati più affidabili rispetto a quelli forniti da formulazioni speditive: p.es. nella verifica di *buckling* delle condotte interrate è utile ricorrere a modelli bidimensionali che sono in grado di simulare realisticamente l'interazione con il terreno circostante (Figura 7.8, sinistra). Queste verifiche sono importanti in quanto, in caso di rapido svuotamento dovuto al malfunzionamento di un dispositivo di sicurezza, la condotta potrebbe collassare per instabilità (Figura 7.8, destra).

FIGURA 7.8

Verifica di buckling di una condotta interrata con un modello a elementi finiti bidimensionale (sinistra) e collasso di una tubazione per instabilità, dovuto a un rapido svuotamento (destra) [243].

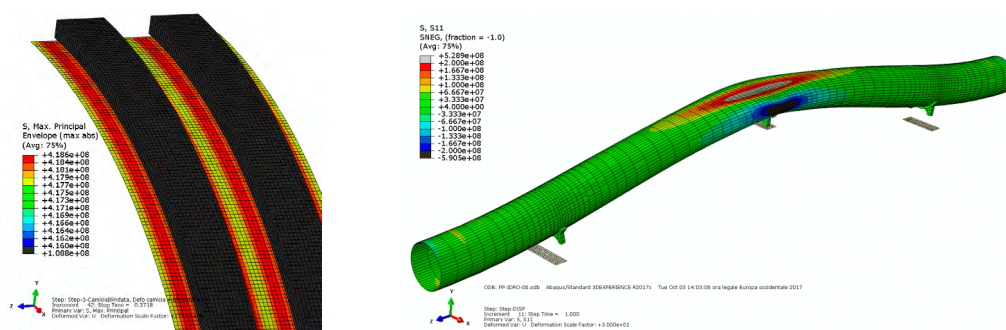


Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

I metodi agli elementi finiti si sono talmente evoluti negli ultimi decenni da consentire di analizzare situazioni anche di notevole complessità. Si cita a titolo d'esempio la simulazione degli effetti indotti da processi realizzativi come la blindatura a freddo o *autofrettage* [244], che consiste nel deformare plasticamente la tubazione in modo tale che gli anelli esterni svolgano un'azione di serraggio. Lo stato di sollecitazione della tubazione a fine processo può essere calcolato mediante modelli agli elementi finiti che tengano conto dell'interazione tra la camicia e gli anelli e del comportamento elastoplastico dell'acciaio (Figura 7.9, sinistra). La modellazione numerica consente anche di analizzare situazioni in cui la condotta attraversi pendii soggetti a movimenti gravitativi o instabilità localizzate. L'uso di modelli tridimensionali in grado di rappresentare con dettaglio la geometria degli appoggi e l'imposizione di cedimenti differenziali consente di valutare con accuratezza lo stato di sforzo della condotta e l'eventuale superamento dei limiti elastici (Figura 7.9, destra). Per validare i risultati dei modelli numerici è opportuno avvalersi dei dati forniti dai sistemi di monitoraggio che forniscono gli spostamenti e lo stato deformativo puntuale il quale a sua volta consente di ricavare, in prima approssimazione, lo stato di sforzo.

FIGURA 7.9

Stato di sollecitazione della camicia di una condotta al termine del processo di blindatura a freddo (sinistra) e sforzi circonferenziali massimi in un tratto di condotta soggetto a movimenti differenziali in fondazione (destra).



7.2.2

L'analisi del rischio antropico

Generalmente i concessionari eseguono analisi di rischio per classificare un portfolio di opere e per pianificare in modo ottimale l'uso delle risorse e le tempistiche degli interventi che si ritiene siano prioritari per garantire la sicurezza dell'impianto e del territorio. Nei processi di asseverazione delle condotte è importante applicare l'analisi di rischio associata all'antropizzazione per valutare l'entità di eventuali danni a persone e beni in caso di rottura con rilascio incontrollato d'acqua. Questo approccio è orientato a una valutazione olistica della sicurezza delle opere che parte dall'esame del contesto geomorfologico e antropico, definisce scenari di rottura e si conclude con la stima delle conseguenze.

L'analisi geomorfologica consente di valutare la pericolosità sismica e il rischio idrogeologico del territorio attraversato dalla condotta. L'esame dell'antropizzazione è altrettanto importante poiché i danni che può provocare una condotta in alta montagna, in una vallata desolata, sono ben diversi dalle conseguenze che si possono avere in un contesto antropizzato.

Gli scenari di rottura dipendono dal tipo di condotta. In ogni caso, per ipotizzare scenari plausibili, è fondamentale conoscere il funzionamento dei dispositivi di sicurezza, lo stato di conservazione della condotta e le caratteristiche dei materiali e delle giunzioni. Per valutare la vulnerabilità strutturale dell'opera si devono, inoltre, esaminare i dati relativi ai sistemi di monitoraggio e di controllo, alle manutenzioni ordinarie e straordinarie, a eventuali interventi di ripristino, a incidenti passati o transitori idraulici eccezionali. Individuati gli scenari di rottura, è possibile definire il pericolo idraulico valutando l'idrogramma di rilascio e la relativa mappa di inondazione, ottenuta mediante modelli idrodinamici e modelli digitali del terreno. Incrociando i dati di pericolosità (p.es. altezza d'acqua e velocità) con la classe di vulnerabilità agli elementi esposti, generalmente fornita dalle Province, si ottiene la mappa del rischio specifico per le infrastrutture viarie e l'edificato presenti nelle aree inondate. Si deve tenere conto che il rilascio d'acqua potrebbe anche innescare smottamenti e frane superficiali con trasporto di detriti. In Figura 7.10 si riporta un esempio di mappa di rischio specifico.

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

FIGURA 7.10

Mappa di rischio specifico dell'area attraversata da una condotta forzata.

Legenda

Edifici_classi_di_Rs

- Rs1 - moderato
- Rs2 - medio
- Rs3 - elevato
- Rs4 - molto elevato

Vie_classi_di_Rs

- Rs1-moderato
- Rs2- medio
- Rs3 -elevato
- Rs4- modlto elevato

Zona_con_alberi

Vie_Comunicazione

Traccia della condotta



7.3

STUDI SPECIALISTICI VOLTI A PRESERVARE IL PATRIMONIO IDROELETTRICO NAZIONALE

Per condurre studi specialistici i cui risultati servono a concessionari o progettisti per definire gli interventi sulle loro strutture, è necessario avvalersi di gruppi di esperti con competenze diverse e complementari, in stretta interazione con le autorità di controllo. Come indicato nella parte introduttiva del capitolo, spesso la complessità del problema da analizzare rende necessario il ricorso a metodi di modellazione numerica avanzati, soprattutto quando le strutture evidenziano comportamenti non lineari o derive nei sistemi di monitoraggio. In mancanza di dati specifici per caratterizzare i parametri del modello, è possibile ricorrere a studi numerici di tipo parametrico che mettono in luce situazioni estreme plausibili.

Nei due paragrafi successivi si presentano due casi nei quali RSE ha applicato metodi numerici avanzati, basati sul Metodo agli Elementi Finiti (*Finite Element Method*, FEM) [245] [246].

Nel primo caso, i risultati delle analisi numeriche sono stati di supporto al progettista per individuare l'intervento riabilitativo più efficace per garantire l'esercizio in sicurezza della diga di Beauregard nel medio-lungo termine. Nel secondo caso, uno studio parametrico ha consentito al concessionario di avere contezza dei possibili danni causati dall'impatto di massi di un certo volume sulla diga di Place Moulin, predisponendo opportuni sistemi di mitigazione preventiva.

7.3.1

Il caso della diga di Beauregard: un esempio virtuoso

Il caso della *diga di Beauregard* si può ritenere un *esempio virtuoso di intervento strutturale* per la sua unicità al mondo e per essere stato effettuato mantenendo la centrale di Avise in funzione.

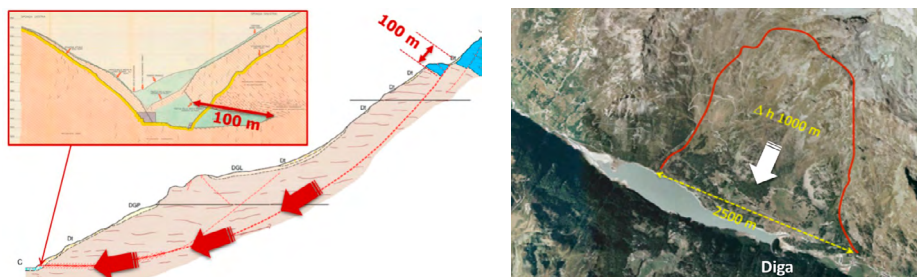
La diga di Beauregard è gestita dalla Compagnia Valdostana delle Acque (CVA) e si trova in Valgrisenche, nella Regione della Valle D'Aosta. La diga è una struttura ad arco gravità simmetrica a doppia curvatura di calcestruzzo, dotata di pulvino², la cui costruzione fu ultimata nel 1958. Prima dell'intervento di risanamento, quest'opera era alta 132 m, con un coronamento lungo 408 m, spesso 5 m, e una larghezza alla base di 45,6 m. Il volume di invaso, stimato in fase di progetto, era di 70 milioni di metri cubi.

Durante gli scavi e i sondaggi per la costruzione della diga, si scoprì che il versante sinistro presentava caratteristiche meccaniche scadenti rispetto a quello in sponda destra, pur a parità di litotipi. Inoltre, fu individuata alla base del versante sinistro un'anomala estensione di depositi quaternari che, solo in un secondo momento, si comprese essere frutto del sovrascorrimento del versante sul fondo valle. I depositi quaternari e la roccia degradata furono rimossi e sostituiti con una sottomurazione di calcestruzzo, dotata di cunicoli di ispezione. Sul versante sinistro furono avviate numerose indagini di approfondimento mediante sondaggi, pendoli, piezometri per monitorare le variazioni del livello di falda e misure di rilevamento degli spostamenti. Fu così individuata la presenza di una *Deformazione Gravitativa Profonda di Versante* (DGPV), caratterizzata da un sovrascorrimento alla base di circa 100 m, coerente con le dimensioni della dislocazione rilevata nella parte sommitale (Figura 7.11, sinistra). La DGPV ha un fronte di circa 2.500 m e un'altezza di 1.000 m con un volume stimato di 200 milioni di metri cubi (Figura 7.11, destra).

² Il pulvino è la parte strutturale compresa tra la geometria regolare della volta e il profilo irregolare dell'imposta in fondazione. Questa soluzione strutturale è tipica delle dighe ad arco italiane.

FIGURA 7.11

Sezione verticale della Deformazione Gravitativa di Versante con in evidenza gli scorrimenti del fronte basale e sommitale (sinistra) e vista aerea dell'estensione della DGPV (destra) [Foto CVA].



Fin dai primi invasi sperimentali a quota 1.770 m s.l.m. (Figura 7.12, sinistra), il sistema di monitoraggio evidenziò come gli spostamenti del versante fossero strettamente correlati al livello del bacino d'acqua. Nel 1969 le autorità imposero una limitazione di invaso a quota 1.710 m, corrispondente a un volume di invaso di 6,8 milioni di metri cubi, circa un decimo del volume di progetto (Figura 7.12, destra).

FIGURA 7.12

La diga di Beauregard durante i primi invasi sperimentali a quota 1.770 m (sinistra) e vista aerea del bacino limitato a quota 1.710 m dalle autorità nel 1969 (destra) [Foto CVA].



Coerentemente con gli spostamenti di versante, la volta della diga iniziò a flettersi verso monte generando fessure sul paramento di valle, lungo il pulvino e nella parte medio bassa della volta sotto la passerella. Alcune dislocazioni si formarono tra i conci nella parte sommitale in sponda sinistra (Figura 7.13). Nel 2013 lo spostamento verso monte del punto in mezzeria del coronamento della diga aveva raggiunto i 22 cm.

Per garantire la sicurezza del territorio a valle e per valutare come mantenere in esercizio in sicurezza questo grande impianto idroelettrico, CVA coinvolse RSE per dare supporto numerico allo Studio Marcello, incaricato di individuare una soluzione di intervento efficace.

Dato il comportamento fortemente non lineare della struttura, RSE ha applicato metodi numerici avanzati in grado di descrivere la formazione e la propagazione di fessure nel corpo murario della diga.

FIGURA 7.13

Fessure sul paramento di valle della diga di Beauregard (evidenziate in rosso) e dislocazione tra alcuni conci (nel riquadro è evidenziata una dislocazione nel cunicolo posto nella parte alta della diga) [Foto CVA].



Per eseguire questo studio, sono stati definiti i seguenti obiettivi da raggiungere in successione:

- Calibrazione dei parametri meccanici del modello numerico, mediante *back analysis*, per riprodurre la risposta strutturale della diga a partire dai primi invasi sperimentali.
- Utilizzo del modello calibrato per simulare il comportamento della diga nel medio termine e valutare l'evoluzione dello stato fessurativo.

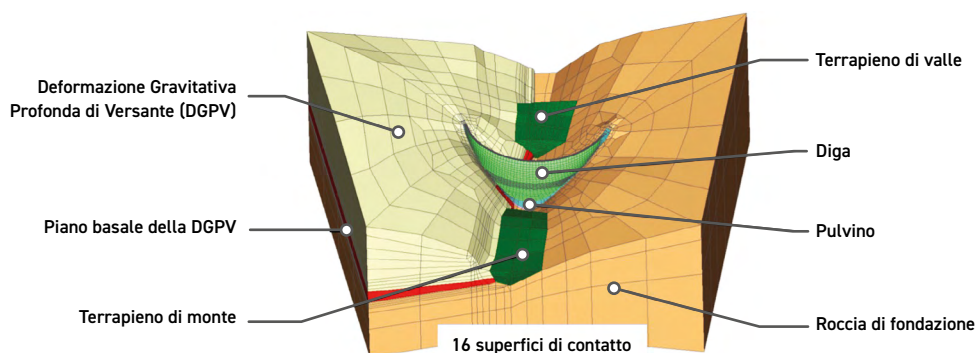
Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

- Supporto al progettista per analizzare l'efficacia di possibili interventi di riabilitazione, atti a garantire l'esercizio in sicurezza della struttura.

Per applicare il metodo agli elementi finiti, è stato predisposto un modello numerico tridimensionale, discretizzando la diga con il pulvino e la sottomurazione, parte della roccia di fondazione, due terrapieni a monte e a valle della diga e la DGPV con il piano basale di scorrimento (Figura 7.14). Nel modello sono state inserite 16 superfici di contatto per descrivere le interazioni tra le varie parti mediante un legame di tipo attritivo. Al calcestruzzo è stato assegnato il legame costitutivo elastoplastico a danno *Concrete Damage Plasticity* (CDP), disponibile nel codice commerciale ABAQUS [247], utilizzato per eseguire le simulazioni.

FIGURA 7.14

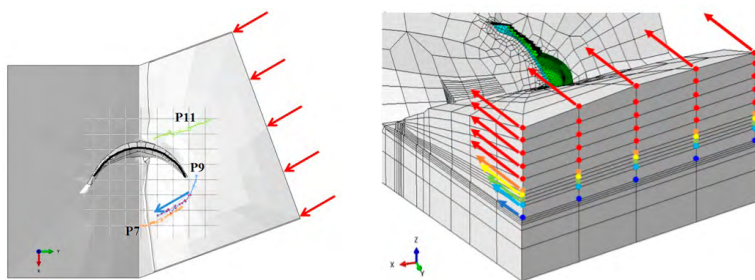
Modello numerico a elementi finiti della diga di Beauregard e di parte della fondazione con la DGPV.



Per imporre nel modello numerico le condizioni di carico e i cinematismi della DGPV, si è fatto riferimento alle misure del livello di invaso a partire dalla data di fine costruzione (carico idrostatico) e agli spostamenti rilevati da tre pendoli posti nella DGPV, oltre alle misure ottenute tramite tecniche di telerilevamento, sistemi SAR e stazioni GPS. Il cinematismo di versante è stato imposto ai nodi del modello numerico che delimitano la DGPV; in Figura 7.15 si riportano la direzione e le variazioni degli spostamenti imposti lungo l'altezza della DGPV.

FIGURA 7.15

Direzione planimetrica del cinematismo di versante, imposto ai nodi del modello numerico con gli spostamenti registrati nei pendoli P7, P9 e P11 (sinistra) e variazioni delle entità di spostamento lungo l'altezza della DGPV (destra).



Per calibrare i parametri meccanici dei materiali e delle superfici di contatto mediante *back analysis*, si è fatto riferimento agli spostamenti misurati lungo il coronamento (i.e. collimazioni e livellazioni) e lungo due pendoli ubicati nel corpo diga (rispettivamente, nella sezione di mezzeria e nel quarto concio a partire dall'imposta sinistra). Il confronto numerico sperimentale degli spostamenti in termini di valori assoluti e mutui rapporti tra punti di misura ha evidenziato un ottimo accordo.

Le mappe numeriche del parametro di danno a trazione DAMA-GET del legame CDP sono state invece messe a confronto con le tomografie soniche eseguite sul paramento di valle e su alcune sezioni verticali della diga. In Figura 7.16 si riporta, a titolo d'esempio, l'ottimo riscontro ottenuto sul paramento di valle: un valore unitario del parametro di danno indica la formazione di fessure a trazione (zone in rosso), mentre le parti danneggiate nella tomografia sono quelle di colore bianco. Il modello numerico è stato anche in grado di rilevare la dislocazione dei conci in sponda sinistra nella parte alta e ha riprodotto con buona accuratezza l'estensione del danno nelle parti medio basse delle sezioni verticali, consentendo di validare i parametri del modello e l'approccio numerico non lineare adottato nelle simulazioni.

Con il modello calibrato, è stato analizzato il comportamento della diga nel medio termine ipotizzando che la DGPV mantenesse invariata la propria velocità, di circa 0,5-1,0 cm/anno, senza subire improvvise accelerazioni, vista la limitazione di invaso. I risultati

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

numerici mostrarono che il cinematismo in atto imponeva alla diga uno stato tensionale in controllo di deformazione (quindi escludendo rotture improvvise di tipo fragile) ma, nel medio termine, la deformazione degli archi superiori, più snelli rispetto alla parte bassa della volta, essendo progressivamente schiacciati dal movimento di versante, avrebbero incrementato la flessione dei conci verso monte, peggiorando lo stato fessurativo sul paramento di valle.

Tenendo conto dell'impossibilità di stabilizzare i movimenti della DGPV, date le dimensioni e caratteristiche geologiche e geomeccaniche, CVA decise di valutare possibili interventi per limitare lo stato fessurativo della diga. Furono ipotizzate diverse soluzioni, tra le quali l'esecuzione di tagli verticali nella parte medio-alta della diga e la demolizione parziale degli archi superiori per fasce orizzontali (Figura 7.17).

FIGURA 7.16

Confronto tra il parametro di danno a trazione DAMAGET e i risultati della tomografia sonica.

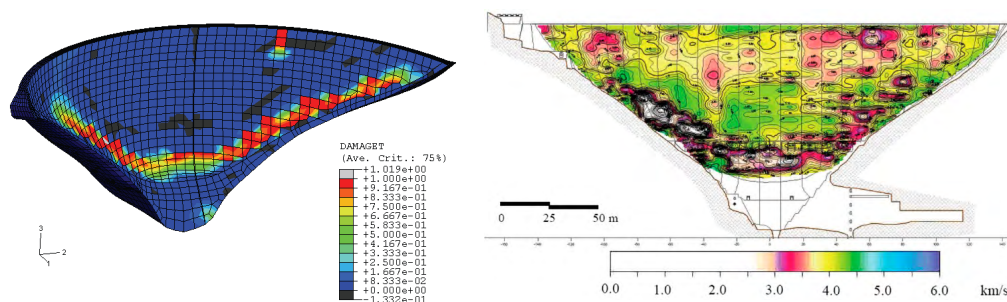
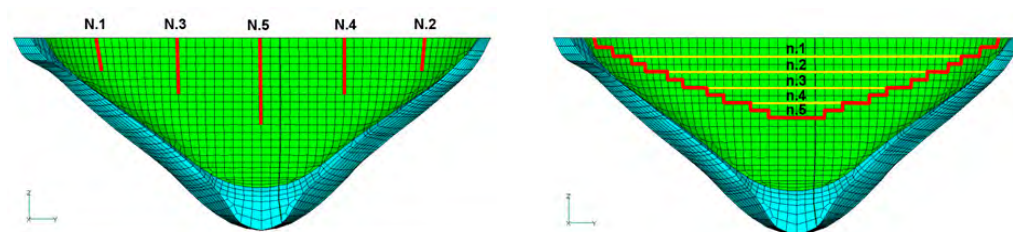


FIGURA 7.17

Possibili interventi di riabilitazione sulla diga di Beauregard per limitarne lo stato fessurativo.



Le simulazioni dei possibili interventi consentirono di scartare l'esecuzione di tagli verticali, orientando la scelta verso una parziale demolizione degli archi superiori, da quota 1.772 m a 1.720 m, con una riduzione complessiva dell'altezza di ben 52 m³.

Il cantiere fu avviato nell'autunno del 2011 con la costruzione dello scarico di esaurimento, mentre a maggio 2012 furono costruiti i pozzi e i cunicoli d'ispezione al piede di valle della diga (Figura 7.18, sinistra). Le demolizioni furono eseguite a partire dalla primavera 2013 fino all'autunno 2014 mediante 56 volate con Ergodyn, uno tra i più potenti esplosivi oggi sul mercato (Figura 7.18, destra). Prima di effettuare la rimozione dell'ultimo arco, è stato effettuato un taglio con filo diamantato per ottenere una superficie piana dopo la demolizione ed evitare danni alla parte da mantenere e rifinire.

Il materiale demolito, circa 160.000 metri cubi, è stato utilizzato per riempire due conche al piede di monte e di valle della diga (Figura 7.19, sinistra).

Le volate divennero una vera e propria attrazione turistica in Valgrisanche, richiamando anche l'attenzione dei media, compresa la RAI Regionale che, in una occasione, intervistò anche i tecnici RSE. Lungo la strada che percorre il pendio sinistro furono predisposte postazioni per osservare le esplosioni in sicurezza.

In Figura 7.19 si riporta la configurazione attuale della diga di Beauregard con un coronamento largo 15,5 m e la sistemazione a verde delle due spalle per una migliore integrazione nel territorio.

Nella zona immediatamente a valle è stata anche predisposta un'area ricreativa per famiglie.

3 Il video che descrive l'intervento di demolizione è disponibile al link: <https://cvaspa.it/node/592>

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

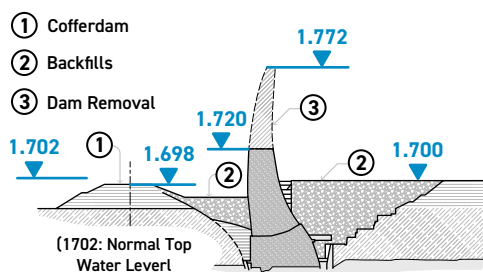
FIGURA 7.18

Vista aerea notturna del cantiere a valle della diga (sinistra) e prime fasi della demolizione mediante esplosioni (destra) [Foto CVA].



FIGURA 7.19

Sezione verticale con le parti da demolire e riempire di detriti (sinistra) vista aerea della diga a fine lavori con la sistemazione a verde delle imposte (destra) [Foto CVA].



La complessità del lavoro ha richiesto strette collaborazioni tra professionisti con competenze diverse e ha dimostrato come sia fondamentale calibrare i modelli numerici per dare risposte efficaci e adeguate ai progettisti nella valutazione dello stato tensionale e deformativo delle opere e nella progettazione degli interventi. Il modello è tuttora utilizzato per effettuare confronti numerico-sperimentali, utili per tenere sotto controllo il rispetto delle soglie di allerta. Grazie a questo intervento la sottesa centrale di Avise può continuare a produrre 285 GWh di energia rinnovabile pulita all'anno.

Data la complessità e la particolare non linearità delle simulazioni, gli studi numerici effettuati per la diga di Beauregard sono stati presentati da RSE in occasione di due *Benchmark Workshop* del *Technical Committee A* dell'*ICOLD Computational Aspects of Analysis and Design of Dams*, tenutosi nel 2013 a Graz (Austria) e nel 2015 a Losanna (Svizzera), e sono stati documentati nel *Bulletin* del TC "Non-linear modelling of concrete dams", che sarà pubblicato nel 2024.

7.3.2

Studio degli effetti dell'impatto di un masso sulla diga di Place Moulin

Diversi pendii italiani lungo l'arco alpino e la dorsale appenninica sono caratterizzati da fenomeni franosi, legati all'assetto morfologico e alle proprietà meccaniche delle rocce affioranti [248]. Tra i rischi geologici più frequenti, soprattutto nei territori montani, ci sono le *frane da crollo*, che consistono nel distacco e successiva caduta verso valle di blocchi rocciosi, in genere isolati e di dimensioni volumetriche variabili, anche di diversi metri cubi. Quando le pareti rocciose sono particolarmente acclivi, i massi possono raggiungere velocità elevate mettendo, quindi, in gioco grandi quantità di energia cinetica. Le traiettorie possono essere descritte da leggi fisico-meccaniche combinando diversi stati di moto: scivolamento e/o ribaltamento, caduta libera, rimbalzo e rotolamento.

In molti casi, per ridurre il rischio geologico da crollo, i concessionari hanno costruito opere di difesa, in particolare per evitare l'impatto degli ammassi rocciosi sulle infrastrutture idroelettriche, con l'obiettivo di intercettare e fermare i massi oppure deviarli verso aree di sicurezza.

Per valutare la necessità di pianificare interventi di mitigazione del rischio caduta massi, CVA ha coinvolto RSE per stimare i possibili danni recati dall'impatto di un masso di grandi dimensioni sulla diga di Place Moulin, una struttura ad arco gravità, a doppia curvatura, di calcestruzzo, situata in Val Peline nella Regione della Valle d'Aosta. La diga, la cui costruzione fu ultimata nel 1965, è alta 155 m con una lunghezza del coronamento di 678 m e uno spessore di 6,44 m, che diviene di 41,94 m alla base (Figura 7.20, sinistra).

CVA ha fornito i risultati delle indagini geologiche condotte sul versante sinistro, i quali hanno individuato i possibili distacchi di massi, definendo per ciascun scenario di crollo le dimensioni del blocco, le traiettorie che intercettano la diga e il valore dell'energia cinetica al

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

momento dell'impatto ipotizzando che non ci siano frantumazioni durante la caduta (Figura 7.20, destra). Incrociando i dati di probabilità di accadimento con le energie in gioco, è stata selezionata la condizione di dissesto relativa al distacco di un masso di 7,1 metri cubi con una velocità di impatto di circa 55 m/s e un'energia di 30 kJ.

FIGURA 7.20

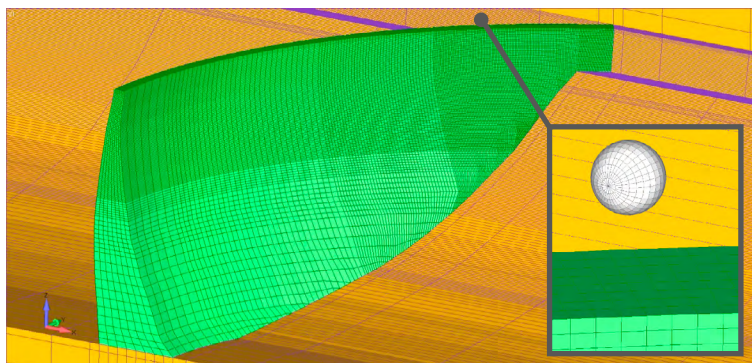
Vista da valle della diga di Place Moulin (sinistra) e traiettorie della caduta massi sul versante sinistro (destra) [Foto e dati CVA].



Considerando le dimensioni ragguardevoli della diga rispetto al volume del masso e l'esigenza di discretizzare in modo accurato l'area di impatto per coglierne lo stato tensionale, deformativo e di danno, è stata modellata solo metà struttura, raffinando progressivamente il modello lungo due direzioni: dalla sezione maestra verso la spalla sinistra e dalla fondazione verso il coronamento (Figura 7.21). L'interazione tra masso e diga è stata modellata mediante superfici di contatto, assumendo un comportamento di tipo attritivo. Per ridurre la complessità del problema, al masso è stata assegnata una forma sferica. Le analisi numeriche, basate sul metodo agli elementi finiti, sono state condotte con la versione esplicita del codice di calcolo ABAQUS [247], che consente di simulare problemi di impatto tra corpi deformabili e/o rigidi.

FIGURA 7.21

Modello di calcolo della diga di Place Moulin e del blocco impattante (zoom nel riquadro).



Il problema da analizzare è fortemente non lineare. Per questo motivo, il comportamento del calcestruzzo della diga è stato descritto con il legame costitutivo elastoplastico a danno CDP, utilizzato anche nel caso studio documentato al §7.3.1, in grado di cogliere lo stato di danno generato dall'impatto del masso.

La scelta della legge costitutiva da assegnare al blocco di roccia ha richiesto alcune considerazioni particolari, trattandosi di un problema di *meccanica della frattura*. Le rocce metamorfiche presenti nella vallata dove è ubicata la diga di Place Moulin sono caratterizzate da marcata scistosità e fratturazione. È, dunque, lecito aspettarsi che durante l'urto il masso si spezzi in più parti. Per simulare questo aspetto, è stato selezionato il legame costitutivo *Brittle Cracking* (BC), disponibile nel codice ABAQUS [247], che assume un meccanismo di frattura a trazione di tipo fragile. In particolare, il legame BC si avvale del criterio di Rankine che presuppone la formazione di una frattura di Modo I, detta anche "*opening mode*", quando lo sforzo principale massimo supera la resistenza a trazione del materiale. La propagazione della fessura è, invece, descritta considerando sia il Modo I sia il Modo II, noto come "*in-plane shear/sliding mode*". Quando tutti i punti di integrazione di un elemento finito raggiungono la condizione di frattura, l'elemento viene rimosso rendendo le animazioni dell'impatto particolarmente efficaci.

Altro aspetto rilevante nei problemi di impatto e di meccanica della frattura, è la scelta dei parametri di resistenza delle rocce per-

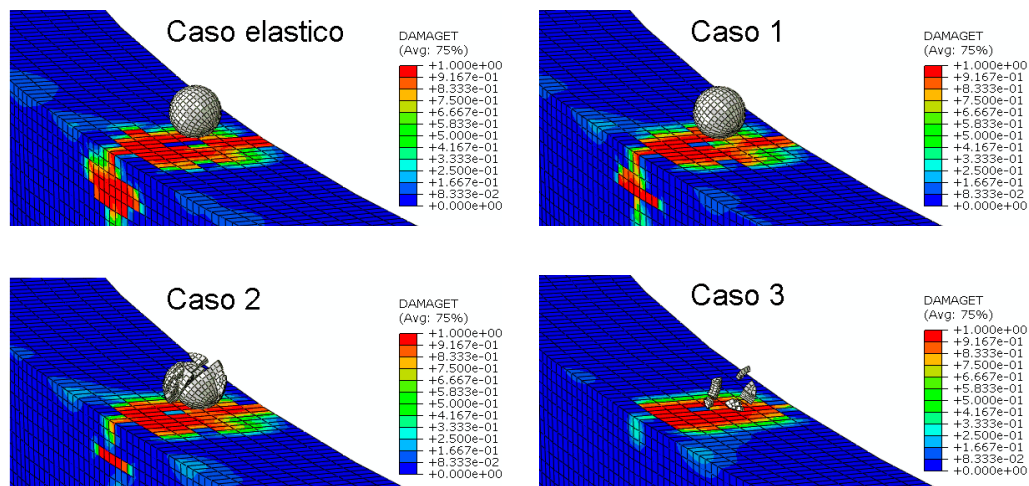
ché determina quanta energia il materiale del corpo impattante è in grado di dissipare durante l'urto, spezzandosi in più parti. Ovviamente, al crescere del livello di frantumazione del masso, cresce l'energia da esso dissipata e si riduce il danno provocato sulla struttura impattata, aspetto quest'ultimo di interesse per il Concessionario. Dal momento che la caratterizzazione geomeccanica delle rocce, effettuata con prove di laboratorio condotte sul materiale proveniente da perforazioni realizzate in sito, aveva fornito range di variazione dei parametri meccanici piuttosto ampi, si è reso necessario il ricorso ad *analisi di sensitività*. In tal modo, è stato possibile valutare come varia lo stato di danno sulla diga modificando i parametri di materiale del masso, ipotizzando inizialmente un comportamento elastico (il blocco di roccia rimane integro e rimbalza) e, successivamente, una risposta sempre più fragile del masso fino alla completa frantumazione. I risultati di tali prove, espressi in termini di parametro di danno a trazione DAMAGET sul calcestruzzo della diga, sono riportati in Figura 7.22 (le zone in rosso indicano uno stato di fessurazione diffuso e la perdita della resistenza a trazione).

I risultati delle analisi di sensitività hanno fornito uno stato di fessurazione passante sullo spessore che si estende di circa 2,5 m rispetto al piano del coronamento. Sebbene l'energia in gioco sia piuttosto elevata perché la parete rocciosa è abbastanza scoscesa e il masso raggiunge velocità notevoli, la zona danneggiata della diga resta comunque localizzata. Successive analisi, eseguite applicando i carichi statici alla diga (peso proprio strutturale e carico idrostatico) e ipotizzando una resistenza nulla delle zone danneggiate, hanno messo in evidenza che l'eventuale caduta di un masso in sponda sinistra sulla diga non ne altera la risposta strutturale d'insieme.

FIGURA 7.22

Variazioni del parametro di danno a trazione DAMAGET nella zona di impatto del masso sul coronamento della diga di Place Moulin.

I casi 1, 2 e 3 sono caratterizzati da una crescente fragilità del masso.



Questo esempio applicativo mostra come sia necessario avvalersi di analisi di sensitività qualora le prove di laboratorio forniscano valori piuttosto dispersi per i parametri di materiali. Queste analisi consentono, comunque, di fornire risposte utili ai concessionari per definire sistemi di mitigazione del rischio frane da crollo. Particolarmente innovativa nell'ingegneria delle dighe è stata la scelta della legge costitutiva utilizzata per rappresentare il comportamento fragile del masso, apprezzata in occasione del *Benchmark Workshop del Technical Committee A dell'ICOLD Computational Aspects of Analysis and Design of Dams*, tenutosi nel 2015 a Losanna (Svizzera). Visto il carattere fortemente non lineare delle analisi numeriche, anche questo caso, come quello documentato nel §7.3.1, è stato inserito nel *Bulletin* del TC "Non-linear modelling of concrete dams", che sarà pubblicato nel 2024.

7.4

STRUMENTI PER L'ANALISI DEL RISCHIO IN AMBIENTI ANTROPIZZATI

In questo paragrafo si descrivono i principali *software* sviluppati da o in collaborazione con RSE per l'analisi del rischio in ambienti antropizzati e la propagazione delle onde di piena, descrivendone le principali funzionalità e i campi di applicazione.

7.4.1

Lo strumento FLOODRISK

FloodRisk v.2.0, sviluppato nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra RSE e la Scuola di Ingegneria dell'Università della Basilicata, è un *plugin*⁴ per il GIS *Open Source* QGIS⁵ in grado di effettuare una stima delle conseguenze, in termini di possibili perdite di vite umane o di danni economici diretti, per un ipotetico *dam-break* o un generico allagamento, a partire dalle mappe degli elementi esposti al rischio e dai risultati di simulazioni della propagazione dell'onda di piena (forniti da modelli idrodinamici bidimensionali) [138] [249]. Gli elementi soggetti a possibili inondazioni possono essere non materiali e materiali. Nel caso degli elementi non materiali, si fa riferimento ai dati ISTAT, per valutare il numero di persone coinvolte dall'evento alluvionale, e a coefficienti di durata, per stimare i tempi medi di permanenza della popolazione in un'area caratterizzata da una determinata classe di uso del suolo. Per individuare i beni materiali e il relativo valore economico, si utilizzano i dati riportati nella carta di uso del suolo, es. per la Lombardia la DUSAF (Destinazione d'Uso dei suoli Agricoli e Forestali), gli indici di copertura del suolo (riferiti alle particelle delle Carte Tecniche Regionali) e i costi di ricostruzione al metro quadro.

FloodRisk2 consente la valutazione delle conseguenze di un insieme di eventi di diversa probabilità di accadimento e il confronto tra scenari che implementano diversi interventi di mitigazione del rischio. La probabilità di accadimento indica quanto sia frequente un determinato tipo di pericolosità (*hazard*): in FloodRisk2 è rappre-

⁴ I *plugin* di QGIS sono delle estensioni delle funzionalità del programma realizzati mediante scrittura di codice in linguaggio Python il quale, rispettando alcune semplici specifiche, è in grado di interagire con QGIS stesso.

⁵ <https://qgis.org/it/site/>

sentata dal tempo di ritorno⁶ delle piene fluviali o del *dam-break*. Gli eventi meno probabili sono quelli caratterizzati da maggiore intensità. Le conseguenze, che a loro volta dipendono dall'intensità del pericolo, sono fortemente influenzate anche dal numero di persone e dai beni esposti al rischio e dalla loro vulnerabilità. Come anticipato nel §5.3.1, in FloodRisk2 queste stime sono effettuate in termini quantitativi sia per le persone, per le quali si calcola il numero di perdite di vita, sia per i beni, per i quali si valuta il danno economico diretto. Tale caratteristica, pur nella consapevolezza del grado di incertezza delle metodologie disponibili in letteratura, rappresenta un tentativo di superamento delle valutazioni di tipo qualitativo, quali ad esempio quelle attualmente adottate nei Piani di Gestione di Rischio Alluvioni secondo gli indirizzi operativi riportati in [139] e per i quali è stato proposto il passaggio a valutazioni quantitative solo in un successivo aggiornamento [250].

Nel caso del danno alle persone, FloodRisk2 utilizza due metodologie differenti di seguito riportate:

1. la metodologia sviluppata da Graham nel 1999 e proposta dal US *Department of Homeland Security* (DHS) [251];
2. la metodologia proposta nel progetto europeo SUFRI [252].

Nel caso di danno economico diretto, la vulnerabilità può essere espressa tramite le cosiddette "*Depth-Damage-Curves*", ossia curve che per ciascun tipo di bene indicano la percentuale di danno subito al variare dell'altezza d'acqua raggiunta. Attualmente non si hanno a disposizione *Depth-Damage-Curves* specifiche per l'Italia; tuttavia, esistono svariati modelli, sviluppati in diversi Paesi, che contengono set di curve di vulnerabilità per differenti tipologie o numero di classi di elementi esposti. In FloodRisk2 ne sono stati raccolti otto tra quelli più importanti e maggiormente utilizzati a livello internazionale (Tabella 8.1; sono state normalizzate rispetto alle classi di uso del suolo delle Urban Atlas) [251].

⁶ Il tempo di ritorno è in genere valutato mediante analisi statistica degli eventi passati, seguita da una proiezione futura presupponendo un'invarianza statistica. Ancora più complesso, e oggetto di ricerche, è il tentativo di introdurre nella determinazione del tempo di ritorno gli effetti dei cambiamenti climatici in atto.

TABELLA 7.1

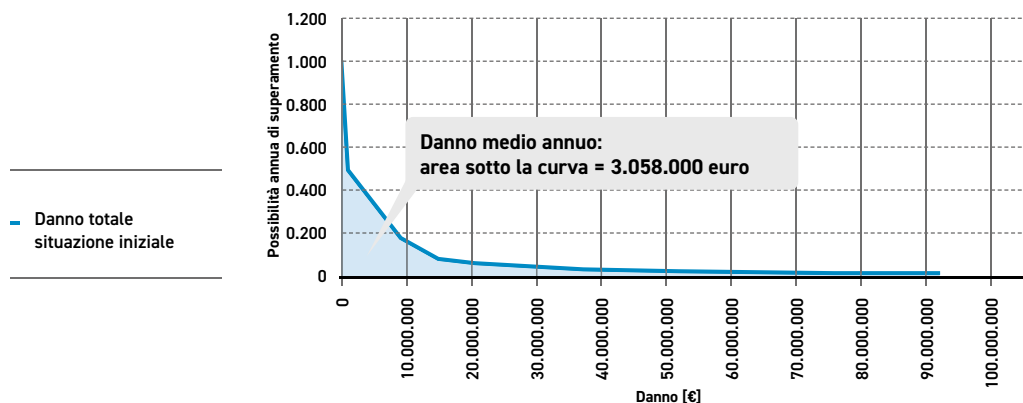
Elenco dei modelli di Depth-Damage-Curves presenti in FloodRisk2.

Modello di danno	Paese	Numero di classi di danno
HAZUS	USA	>20
Standard Method	Netherland	>20
Rhine Atlas (RAM)	Germany	10-20
Flemish	Belgium	5-10
Damage Scanner (DSM)	Netherland	5-10
JRC Model	Europe	5-10
MCM	England	>20
FLEMO	Germany	5-10

Per un singolo evento, il rischio è definito come prodotto della frequenza di accadimento dello stesso per il danno complessivo provocato. Per un'analisi complessiva del rischio è, quindi, necessario integrare la funzione del danno, detta "*Frequency-Damage curve*" (curva F-D), rispetto a tutte le possibili frequenze di accadimento dell'evento (e quindi i diversi tempi di ritorno). In FloodRisk2 la curva F-D, di tipo continuo, è costruita interpolando linearmente ciascuna coppia di punti Frequenza-Danno, definita considerando più eventi alluvionali con differenti tempi di ritorno e calcolando, per ciascuno di essi, il rispettivo danno atteso. L'area sottesa da tale curva rappresenta il rischio alluvionale medio annuo per il set di eventi considerati. In Figura 7.23 è riportato un esempio di curva F-D costruita con dati tratti dal caso di studio proposto da ICOLD nel 12th *International Benchmark Workshop on Numerical Analysis of Dams*, tenutosi a Graz (Austria) nel 2013 [253].

FIGURA 7.23

Esempio di curva F-D e del danno medio annuo per uno scenario [249].



Le curve F-D hanno un significato del tutto generale e possono essere utilizzate per la valutazione del rischio sia economico sia associato alla popolazione. In quest'ultimo caso, sono denominate *"Frequency-Number curves"* (curve F-N) in quanto la popolazione coinvolta o il numero di vite perse (*Loss of Life*) sono espresse come numero intero. Dal punto di vista concettuale, l'insieme di eventi scelti con differente probabilità di accadimento, a cui è associata una determinata *"Frequency-Damage curve"*, rappresenta uno scenario di rischio. Variando una o più coppie di punti Frequenza-Danno è possibile modificare lo scenario e, quindi, anche la curva F-D o F-N. Più si riduce l'area sottesa dalla curva, minore è il rischio medio annuo. Per ridurre il rischio è dunque possibile agire in due modi: diminuire la frequenza di un evento, ovvero aumentare il suo tempo di ritorno, oppure limitare il danno che ne deriva. Nel primo caso si inseriscono prevalentemente le opere di tipo strutturale, quali ad esempio le vasche di espansione o i bacini di laminazione fluviale. Questi ultimi sono progettati per ridurre il picco di piena di determinati eventi alluvionali, e di conseguenza la probabilità che la zona a valle dell'opera possa essere colpita da tali eventi. Nel secondo caso rientrano gli interventi che comprendono pratiche di *retrofitting* preventivo degli immobili contro gli eventi alluvionali; si pensi, ad esempio, al semplice posizionamento in emergenza di sacchi di sabbia per contenere l'espansione dell'inondazione oppure alle diverse modalità di

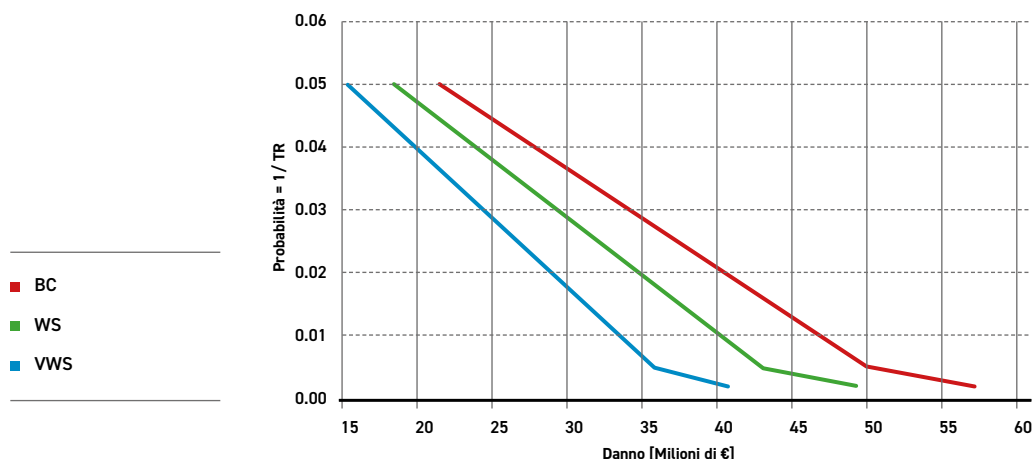
gestione dell'emergenza che impattano sensibilmente sulla capacità di fronteggiare l'evento da parte della popolazione coinvolta.

In generale gli interventi volti alla riduzione della pericolosità sono prevalentemente di tipo strutturale, mentre quelli che limitano i danni, riducendo la vulnerabilità degli elementi esposti e aumentandone la resilienza, sono quasi sempre di tipo non strutturale. La tendenza attuale è quella di preferire interventi di tipo non strutturale per motivi prevalentemente economici. Gli interventi di tipo strutturale sono molto più costosi rispetto a quelli di tipo non strutturale; inoltre, questi ultimi possono essere più rapidi da realizzare e possono raggiungere in maniera più capillare il territorio coinvolgendo direttamente la popolazione interessata. In secondo luogo, gli interventi strutturali sono più onerosi da gestire nel tempo e soprattutto non garantiscono una completa riduzione del rischio ma, anzi, in certe condizioni possono comportare altri fattori di rischio, come nel caso delle arginature. Queste ultime, se non correttamente progettate tenendo conto della morfologia evolutiva del tratto di fiume e della dinamica delle onde di piena, possono arrecare più danni che benefici incrementando ad esempio l'erosione e causando possibili effetti negativi a valle dovuti al restringimento delle aree golenali di espansione fluviale. Viceversa, le pratiche di delocalizzazione di alcuni edifici, la predisposizione di reti di monitoraggio e di allarme, e le attività di prevenzione del rischio che coinvolgono la popolazione sono in grado di ridurre sensibilmente il danno non impattando sul sistema fluviale.

FloodRisk2 consente di considerare diverse ipotesi di intervento di mitigazione e di valutare la loro efficacia comparando le relative curve F-D, come mostrato in Figura 7.24. Siccome l'area sottesa da ciascuna curva rappresenta il danno medio annuo, la differenza di area fra la curva senza interventi (BC) e quella associata a interventi sempre più efficaci (WS, VWS) rappresenta una stima del beneficio ottenibile dalle diverse soluzioni proposte.

FIGURA 7.24

Esempio di curve Frequenza Danno per diversi scenari dove il primo (BC) è quello base senza interventi, il secondo (WS) considera solo interventi strutturali e il terzo (VWS) interventi sia strutturali sia non strutturali [249].



Nella gestione del rischio alluvionale è fondamentale la scelta dell'intervento più adatto che permetta di ridurre maggiormente il rischio complessivo a fronte di una spesa economica contenuta. Se si ha un'indicazione del costo degli interventi e della loro durata nel tempo, ipotizzando un tasso di sconto annuo, con FloodRisk2 è possibile effettuare un'Analisi Costi-Benefici, come quella rappresentata in Figura 7.25. In generale, si possono distinguere due tipi di indicatori: quelli di confronto economico e quelli di confronto non economico. Entrambi hanno la caratteristica di quantificare i costi dal punto di vista economico-monetario mentre i benefici sono definiti in maniera differente.

Gli indicatori di confronto economico prevedono che anche i benefici possano essere espressi in termini economici-monetari, con la stessa unità di misura dei costi. Tra gli indicatori più utilizzati in quest'ambito si citano il Valore Attuale Netto (VAN), noto anche come *Net Present Value* (NPV), e il Rapporto Benefici Costi (RBC). Gli indicatori di confronto non economici quantificano, invece, i benefici utilizzando altre informazioni relative al rischio che non sono direttamente esprimibili in termini monetari. Un esempio riguarda

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

la perdita di vite umane in seguito al verificarsi di un determinato scenario. Il beneficio che si ha nel passare da uno scenario base a uno scenario in cui è prevista l'opera o l'intervento di mitigazione del rischio è valutato come differenza tra le perdite di vite umane nei due rispettivi scenari. Più questa differenza aumenta, più significa che l'intervento è stato efficace e ha permesso di ridurre le vittime e dunque è maggiore in numero di vite salvate. In quest'ambito, l'indicatore *Cost per Statistical Life Saved* (CSLS) esprime il costo unitario, espresso in Euro/*life/year*, per salvare una singola vita umana a fronte di una strategia di mitigazione adottata.

La scelta del tasso di sconto riveste notevole rilevanza da un punto di vista operativo, poiché può modificare drasticamente i risultati dell'analisi. All'aumentare del tasso, infatti, si dimostra conveniente un numero minore di progetti, così come, al suo diminuire il numero di progetti finanziabili secondo criteri di redditività si allarga. Inoltre, un tasso elevato porta a favorire progetti i cui benefici risultano più rilevanti nel breve periodo. All'opposto, valori più bassi del tasso di sconto danno luogo a valutazioni che privilegiano progetti i cui benefici assumono consistenza nel lungo periodo.

FIGURA 7.25

Interfaccia Floodrisk2 con un esempio di analisi costi benefici.

The screenshot shows the 'FloodRisk2 | Scenari ed analisi Costi Benefici' window. It has two tabs: 'Valutazione Scenari' and 'Analisi Costi Benefici'. The 'Analisi Costi Benefici' tab is active, showing a form titled 'Analisi Costi Benefici: confronto fra due differenti Scenari'. The form is divided into two main sections: 'Input ed Output per l'analisi economica' and 'Input ed Output per l'analisi riferita alla popolazione'. Both sections contain input fields for 'Intervento1', 'Segli SCENARIO BASE (1°)', 'Segli Scenario di Confronto (2°)', 'Costo dell'intervento [€]', 'Costo Manutenzione Annuo [€]', 'Tasso di sconto [%]', and 'Vita dell'opera [anni]'. The 'Analisi Costi Benefici' window also displays calculated values for 'Valore VAN', 'Valore RBC', and 'Valutazione CSLS'.

Input	Value
Intervento1	Intervento1
Segli SCENARIO BASE (1°)	0
Segli Scenario di Confronto (2°)	1
Costo dell'intervento [€]	100000.0
Costo Manutenzione Annuo [€]	5000.0
Tasso di sconto [%]	3.0
Vita dell'opera [anni]	20
Valore VAN	Euro: 68631.80
Valore RBC	adim: 1.68
Valutazione CSLS	Euro: 450972.86

7.4.2

Lo strumento HALTFLOOD

Le disposizioni normative del DPCM 27 febbraio 2004 [141] e DPCM 25 febbraio 2005 [254] richiedono alle grandi dighe di assumere - oltre alle funzioni proprie - anche quelle di opera di supporto al sistema di protezione civile contro il rischio di inondazione. A tal fine, lo strumento HALTFLOOD è un sistema di previsione che consente da un lato l'impiego delle dighe per la protezione contro le piene e dall'altro di limitare le perdite di volume di acqua invasata e di produzione idroelettrica [143].

La gestione idraulica degli impianti idroelettrici, che attingono la risorsa idrica da un serbatoio artificiale creato mediante sbarramento di un corso d'acqua, si basa generalmente sulla lettura dei livelli del serbatoio, il cui andamento nel tempo è frutto di eventi già in atto (p.es. piena in ingresso da monte). Pertanto, la gestione ha semplicemente la funzione di inseguire, con il minor ritardo possibile, il fenomeno in corso. Un elemento fondamentale per migliorare tale gestione è la previsione con adeguato anticipo dei deflussi in arrivo, avvalendosi di misure e della previsione di grandezze idrologiche nel bacino imbrifero a monte. Per questo scopo, fondamentale importanza rivestono i modelli afflussi-deflussi, i quali consentono di prevedere le portate in arrivo note le precipitazioni in atto e, per aumentare il tempo di preavviso, anche le precipitazioni previste.

Per questo motivo, un elemento fondamentale di HALTFLOOD è il modello afflussi-deflussi. Nel caso specifico si è scelto un modello del tipo a parametri concentrati da calibrare sulla base dei dati disponibili per il bacino imbrifero in cui si trova la diga in esame. Tale scelta consente di avere un modello semplice e allo stesso tempo in grado di simulare alcuni aspetti, ritenuti importanti, del fenomeno afflussi-deflussi come, ad esempio, la valutazione dell'evoluzione della risposta del suolo durante l'evento di piena. Il modello si basa su dati di input di temperatura e precipitazione osservati nel bacino a monte nei giorni precedenti, nonché degli stessi dati di previsione meteorologica per i successivi tre giorni.

Al centro del sistema HALTFLOOD vi è un geodatabase utilizzato non solo per raccogliere i dati statici di configurazione (p.es. modelli digitali del terreno, rete idrografica, volume degli invasi, posizione delle dighe e loro schemi idrici ecc.), ma anche per inserire i dati dinamici delle simulazioni (p.es. misura delle precipitazioni, delle temperature, delle portate in transito nella rete idrografica ecc.) e gestire il loro scambio fra i vari modelli componenti il sistema. Nella Figura 7.26 è rappresentato lo schema dei componenti del sistema.

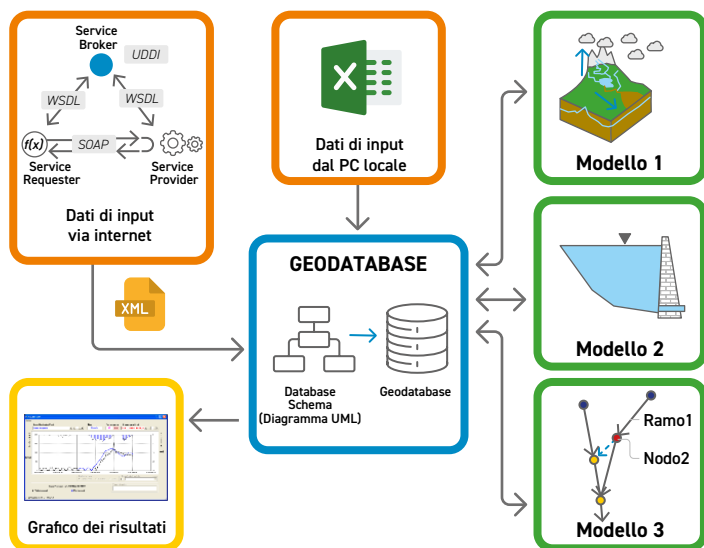
Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

Oltre alla serie di modelli afflussi-deflussi (uno per ciascun sottobacino con cui è schematizzato il territorio), in HALTFLOOD è presente un modello della/delle dighe con i suoi/loro organi di manovra e l'invaso e un modello della rete fluviale a rami e nodi per calcolare la combinazione degli idrogrammi dei vari sottobacini, la propagazione lungo i rami e l'eventuale laminazione alle dighe poste sui nodi.

HALTFLOOD prevede che i modelli siano disaccoppiati tra loro, ossia l'elaborazione di un modello influenza solo le elaborazioni di quelli successivi e non dei precedenti. Infatti, le manovre alla diga non influenzano il fenomeno di afflussi deflussi del bacino posto a monte e la propagazione delle onde di piena a valle della diga non influenzano il transitorio idraulico all'interno del serbatoio.

FIGURA 7.26

Schema dei componenti principali di HALTFLOOD [143].



Le simulazioni di HALTFLOOD possono riguardare eventi storici di particolare interesse al fine di effettuare calibrazioni dei parametri dei modelli o analisi post-evento e oppure previsioni per i giorni successivi. Nel geodatabase è prevista una opportuna organizzazione dei dati "ad evento", proprio allo scopo di archiviare in maniera distinta

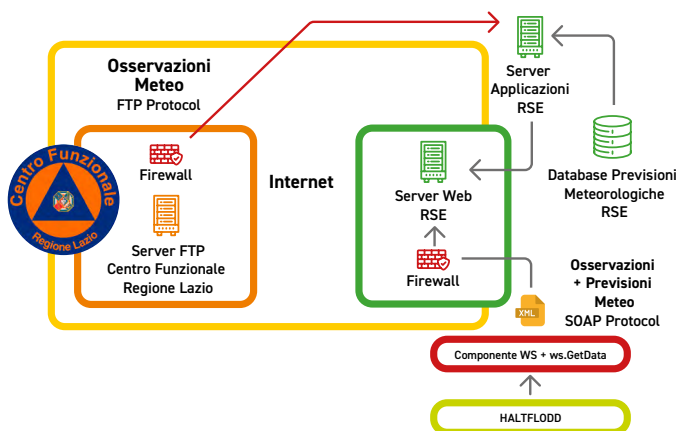
diversi casi storici e poterli in qualsiasi momento ricaricarli nel sistema per visualizzarne i risultati o rieseguire i modelli con differenti ipotesi di azione.

Questo primo tipo di utilizzo, che si può definire off-line, serve soprattutto a scopo di pianificazione o di verifica di piani di laminazione e di ipotesi di azioni sugli organi di manovra delle dighe.

Il sistema può, tuttavia, essere utilizzato anche on-line, qualora si abbiano a disposizione in tempo quasi reale sia le osservazioni idro-meteorologiche dei giorni precedenti sia le previsioni meteorologiche per i giorni successivi. A tale scopo il software è dotato di un'interfaccia di collegamento per l'acquisizione via internet dei dati. Una sperimentazione operativa di HALTFLOOD è stata effettuata sul bacino dell'Aniene a monte della diga di San Giovanni a Tivoli (Roma) grazie alla collaborazione con il Centro Funzionale della Regione Lazio [143]. Nella Figura 7.27 è rappresentato lo schema del flusso dei dati attuato attraverso la rete internet. Ogni mattina il Centro Funzionale mette a disposizione su un proprio server a Roma i dati idro-meteorologici osservati sul bacino campione dell'Aniene a monte di Tivoli. Un applicativo installato su un server RSE a Milano scarica i dati via internet, li elabora, aggiunge le previsioni meteorologiche prodotte dal Servizio Meteo di RSE per le successive 72 ore e rende disponibile via internet, con la tecnologia dei *web service*, dati e previsioni in tempo quasi reale per il sistema HALTFLOOD.

FIGURA 7.27

Schema del flusso dei dati fra Centro Funzionale Regione Lazio ed RSE [143].

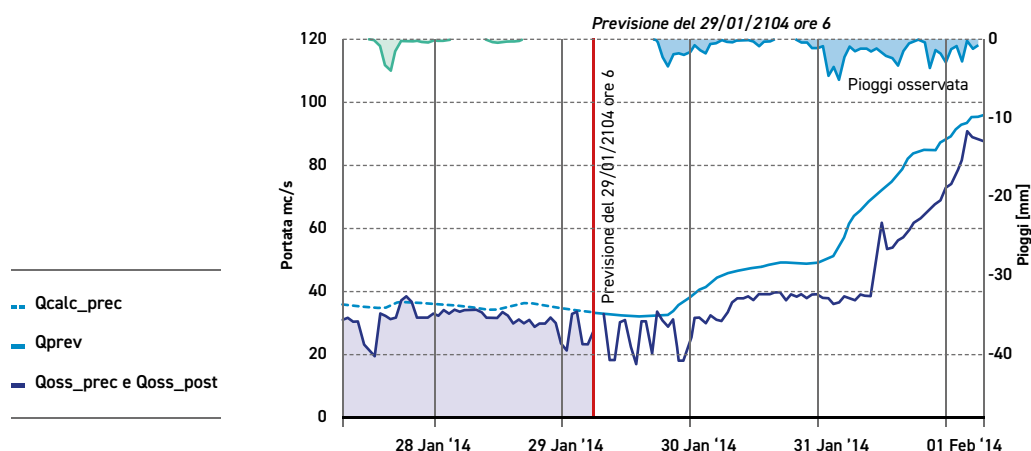


Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

Nelle prove di utilizzo, il modello idrologico incluso in HALTFLO-OD si è dimostrato in grado di prevedere con buona accuratezza gli eventi di piena dell'Aniene a Tivoli. In Figura 7.28 è rappresentato a titolo d'esempio la previsione dell'evento di piena del 29 gennaio 2014.

FIGURA 7.28

Aniene a Tivoli: previsione della piena del 29 gennaio 2014 confrontata con le osservazioni post evento.



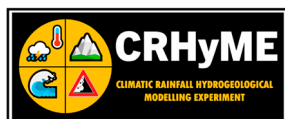
7.4.3

Il modello geo-idrologico CRHyME

CRHyME (*Climatic Rainfall Hydrogeological Modelling Experiment*) [179] [180] [186] è un modello geo-idrologico, fisicamente basato e spazialmente distribuito, che rappresenta un'estensione dei classici modelli idrologici che simulano gli afflussi-deflussi a scala di bacino [255]. In CRHyME sono state integrate una serie di *routine* modellistiche che permettono di descrivere e di simulare i fenomeni di dissesto geo-idrologico quali l'innescio di frane superficiali e di colate detritiche, l'erosione dei bacini idrografici e il trasporto solido in alveo (Figura 7.29). Generalmente tali fenomeni sono descritti in maniera disaccoppiata o a valle della simulazione idrologica mentre in CRHyME sono integrati attraverso un approccio *multi-hazard* (Figura 7.30).

FIGURA 7.29

Logo del modello geo-idrologico CRHyME.



CRHyME è stato scritto in linguaggio Python⁷, utilizzando le librerie PCRaster e prende ispirazione dal modello PCR-GLOWB-2 [179], di tipo distribuito, che è stato implementato su scala globale per effettuare analisi idrologiche, tenendo conto degli usi plurimi dell'acqua, e per studiare gli effetti dei cambiamenti climatici sulla disponibilità di risorsa idrica. Pur conservando l'architettura di PCR-GLOWB-2, CRHyME è stato completamente riscritto con l'obiettivo di operare su una risoluzione spaziale più elevata rispetto a PCR-GLOWB-2, utilizzando i database mondiali disponibili per la ricostruzione dei dati territoriali necessari alla valutazione delle pericolosità geo-idrologiche. L'utilizzo di questi database generali permette di applicare CRHyME in qualsiasi tipo di bacino idrografico.

Una delle principali peculiarità di CRHyME, rispetto ai modelli esistenti, riguarda la possibilità di assimilare direttamente gli output climatici, come i dati di precipitazioni e della temperatura. Gli effetti della futura evoluzione climatica sono ricostruiti attraverso una visione olistica del dissesto geo-idrologico su un territorio a scala di bacino. A questo proposito, CRHyME è stato testato su alcuni casi studio situati in bacini italiani. Due aree studio, la Valtellina (Alpi) e l'Emilia (Appennini), sono state considerate per le procedure di calibrazione e di validazione del modello. Questi due casi pilota sono stati scelti in quanto in letteratura erano disponibili dati riferiti a fenomeni di dissesto geo-idrologico avvenuti in passato. In particolare, si è posta attenzione ai seguenti aspetti fenomenologici:

1. valutazione del deflusso di piena presso le stazioni idrometriche poste alla sezione di chiusura dei bacini;
2. stima del trasporto solido in corrispondenza di alcuni invasi idroelettrici da confrontare poi con i dati di riferimento;
3. valutazione dell'innesco di frane superficiali e *debris flow* da validare con gli eventi censiti in letteratura.

⁷ Python: Linguaggio di programmazione open-source.

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

Oltre a questi casi, sono stati proposti altri due test a scala più locale con lo scopo di verificare la versatilità del modello rispetto alla variazione della risoluzione spaziale e temporale dei dati iniziali: il torrente Caldone a Lecco (Lombardia) e il torrente Chiosina a Calenzano (Toscana).

FIGURA 7.30

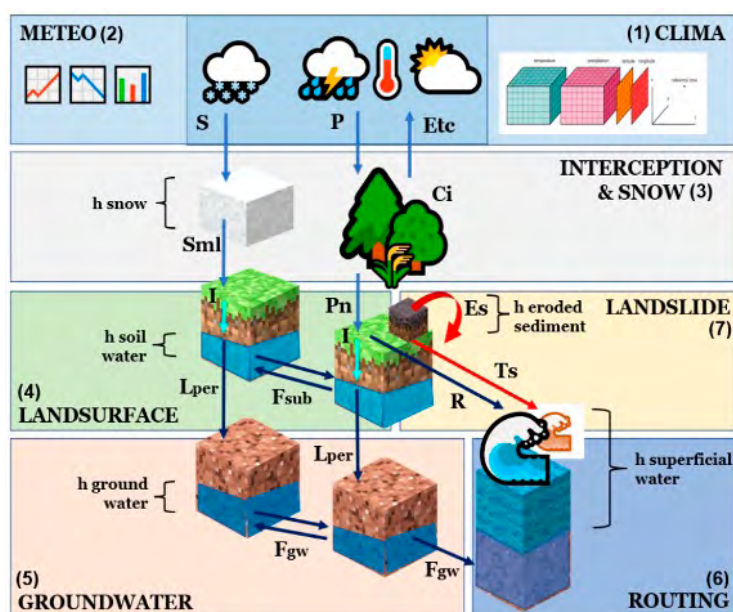
Struttura del modello CRHyME.

FLUXES

S = Snow
 P = Precipitation
 Et_c = Evapotranspiration
 C_i = Canopy Interception
 S_{ml} = Snowmelt
 P_n = Net Precipitation
 I = Infiltration
 L_{per} = Percolation Losses
 F_{sub} = Interflow
 F_{gw} = Groundwater Flux
 R = Runoff
 E_s = Erosion
 T_s = Solid Transport

STORAGES

h_{snow} = snow depth
 $h_{soilwater}$ = soil moisture
 $h_{groundwater}$ = groundwater
 $h_{superficialwater}$ = rivers



A valle della calibrazione e della validazione del modello effettuata considerando serie temporali storiche dei dati, CRHyME è stato applicato per condurre simulazioni climatiche considerando tre diversi modelli del programma Euro-CORDEX⁸, indicati in Tabella 7.2. L'implementazione ha previsto dapprima un pre-processamento dei dati climatici di temperatura e di precipitazione attraverso procedure di *downscaling* automatico in modo da ricondurre il dato iniziale con risoluzione di circa 12 km a quella di 90 m utilizzata dai dati spazia-

⁸ <http://www.euro-cordex.net/>

li. Considerando lo scenario di emissione di gas clima-alteranti RCP 8.5 (*Representative Concentration Pathway*), che raffigura la situazione futura peggiore, in quanto caratterizzata dall'assenza di politiche efficaci di mitigazione dei cambiamenti climatici, le simulazioni sono state svolte prevedendo due fasi: un primo run sul periodo storico 1986-2005 e un secondo run sull'arco temporale 2006-2075. Il periodo storico è stato utilizzato come riferimento al fine di valutare l'andamento delle tendenze nel periodo futuro.

TABELLA 7.2

Modelli climatici considerati nelle simulazioni.

Id	Nome	Modelli Climatici Euro-CORDEX
2	<i>mod2</i>	CLMcom_EC-EARTH_CCLM
3	<i>mod3</i>	CLMcom_MPI-ESM-LR_CCLM
4	<i>mod4</i>	CLMcom_CNRM-CM5_CCLM

A questo proposito è stata analizzata una serie di parametri chiave relativi ai fenomeni di dissesto geo-idrologico prodotti dal modello CRHyME. Tra questi sono stati valutati in dettaglio le portate fluviali medie e massime annuali, la produzione media annuale di sedimenti e il numero di inneschi medi di frane registrati durante l'anno. I risultati hanno mostrato un aumento generale dell'intensità del ciclo geo-idrologico, con differenze sostanziali tra la regione alpina rispetto a quella appenninica (Figura 7.31). In particolare, per la regione alpina le tendenze future segnalano un aumento generale dei dissesti mentre nella regione appenninica il dato è meno evidente con importanti differenze a seconda delle zone investigate. Risultati simili sono stati valutati anche dall'analisi dei valori anomali ovvero dallo studio degli estremi delle distribuzioni del campione di dati analizzati, per i quali si prevede un sensibile aumento nei prossimi decenni (Figura 7.32). Queste evidenze rappresentano una conferma degli studi condotti dall'IPCC⁹ (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) in riferimento all'ultimo rapporto sullo stato del clima, (*Sixth Assessment Report*, AR6) in cui, per la prima volta, sono citati esplicitamente i possibili effetti causati dai cambiamenti climatici sui fenomeni di dissesto geo-idrologico [186].

⁹ <https://www.ipcc.ch/>

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

FIGURA 7.31

Simulazioni di scenari di cambiamento climatico condotte con CRHyME utilizzando i dati EURO-CORDEX mod2, mod3 e mod4 per le variabili geo-idrologiche di Max_P (precipitazioni massime giornaliere), Q_max (portata massima giornaliera), Q_max_s (portata massima giornaliera solida) e Sed_Yield (resa media annua di sedimenti). In nero è rappresentata la serie mentre a colori (rosso, giallo e verde) sono mostrate le tendenze future.

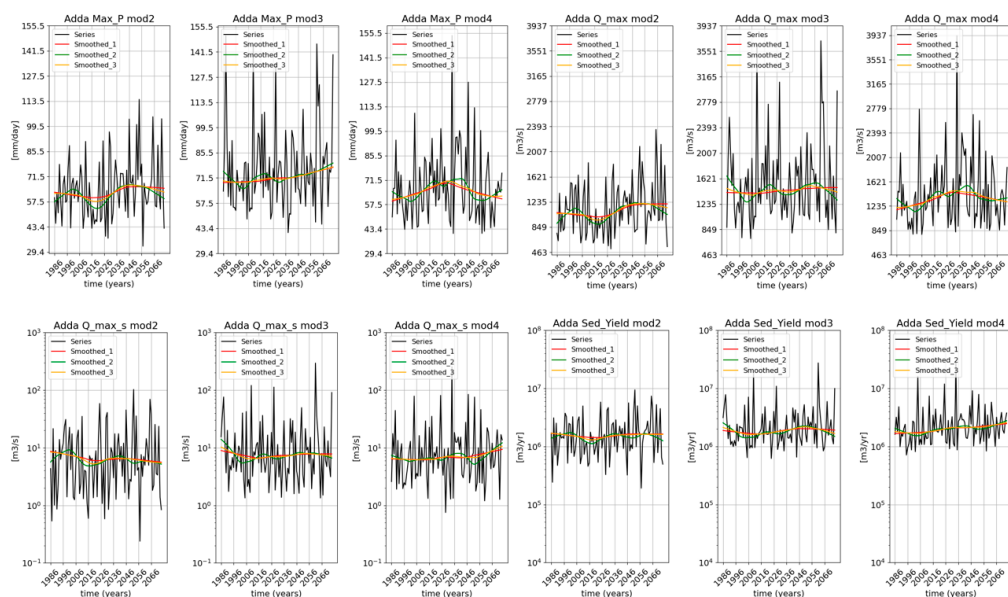
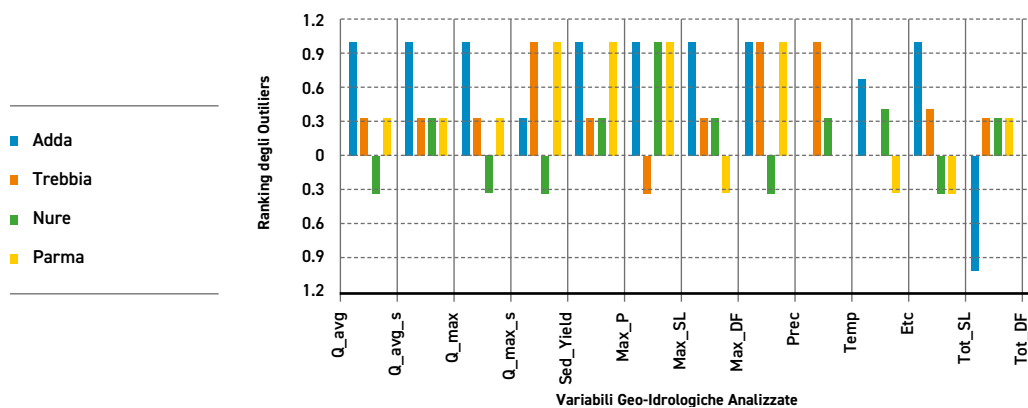


FIGURA 7.32

Analisi degli outlier per gli scenari climatici futuri nei bacini studiati che descrivono un'accelerazione del ciclo geo-idrologico.



La propagazione dell'incertezza nel modello deterministico CRHyME è da tenere in considerazione data la sua articolazione e complessità. Infatti, numerose sono state le ipotesi assunte per quanto riguarda l'uso e la customizzazione sia dei dati iniziali, specialmente quelli spaziali, sia dei modelli adottati per simulare i vari processi geo-idrologici. Se da una parte, la ricostruzione del bilancio idrologico superficiale è abbastanza robusta grazie alla maggiore quantità di dati di riferimento disponibili e di metodologie che descrivono i fenomeni coinvolti, le approssimazioni aumentano sensibilmente per quanto riguarda la ricostruzione del ciclo idrologico sotterraneo che coinvolge le falde acquifere e la valutazione dei processi di dissesto geo-idrologico quali l'innesco di frane superficiali e di *debris flow*, l'erosione e il trasporto solido in alveo. In quest'ambito CRHyME è stato testato nei differenti casi studio dimostrando da una parte buoni risultati che, tuttavia, non riducono in maniera sensibile le incertezze insite nella quantificazione questi processi [186]. La scarsità di dati di riferimento per la calibrazione, e l'estrema variabilità dei parametri necessari per la verifica di stabilità dei pendii o per l'innesco dei fenomeni di trasporto solido limita la validità di un'unica soluzione deterministica. A questo proposito, l'utilizzo di metodi di simulazione iterativa tipo Montecarlo potrebbero rappresentare una ragionevole soluzione per trattare con approccio probabilistico i risultati ottenuti dal modello. Di fatto, un primo tentativo in questa

direzione è già stato messo in atto attraverso le analisi di sensitività condotte su angolo di attrito, granulometria e contenuto d'acqua dei terreni nella fase di calibrazione di CRHyME [179].

Costruire un modello generale che valuti tutti i processi geo-idrologici a scala di bacino rappresenta una sfida importante in cui gli scenari di cambiamento climatico aggiungono ulteriore complessità. In quest'ottica, CRHyME, assieme a PCR-GLOWB-2, rappresenta un primo tentativo di integrare tra loro diverse discipline quali la meteorologia, l'idrologia, la geologia, l'informatica e il calcolo numerico in maniera trasversale allo scopo di modellare i fenomeni di dissesto geo-idrologico che risultano tra loro correlati e non disaccoppiati.

7.4.4

Il codice SPHERA (RSE SpA)

SPHERA (RSE SpA, 2022, [256] [257]) è un codice di ricerca FOSS (*Free/Libre & Open-Source Software*) bitridimensionale lagrangiano di fluidodinamica computazionale (*Computational Fluid Dynamics* CFD) basato sul metodo *Smoothed Particle Hydrodynamics* (SPH) per flussi a superficie libera e multifase.

I campi di applicazione di SPHERA riguardano: inondazioni da piene improvvise e innesco e propagazione di frane rapide sia in roccia sia in materiali sciolti a scala di sottobacino, per la sicurezza degli impianti idroelettrici, delle sottostazioni elettriche e dei tralicci di sostegno delle linee elettriche; propagazione di onde di acqua ed onde marine lineari, della loro potenza trasportata, delle interazioni onde-struttura in presenza di corpi solidi galleggianti a geometria complessa e di generatori d'onda a parete sottile; trasporto solido di fondo per la dinamica dei sedimenti; trasporto di strutture solide in 3D; rappresentazione 3D esplicita di edifici, barriere vegetali e opere di controllo da inondazioni e componenti di impianti idroelettrici. Inoltre, SPHERA ha le seguenti peculiarità: simulazione di correnti non lineari; variazione verticale della velocità; campi non idrostatici di pressione; assenza di limiti sulle pendenze della superficie topografica; forza di resistenza valida per qualsiasi parete solida, consistente con profili di similarità di strato limite turbolento a pareti scabre e dipendente dalla classe di copertura del suolo; simulazione del termine avvelativo dell'equazione di bilancio della quantità di moto; propagazione del moto ondoso superficiale.

Il metodo SPH, su cui si basa SPHERA, è un metodo CFD *meshless*, i cui nodi di calcolo sono rappresentati numericamente da particelle

fluide. Nel continuo, le funzioni e le derivate nelle equazioni di bilancio fluidodinamico sono approssimate dagli integrali di convoluzione, che sono ponderati con funzioni di interpolazione (o *smoothing*), chiamate funzioni del *kernel*. Gli schemi numerici di SPHERA e gli sviluppi apportati per ampliare il campo di applicazione sono stati pubblicati su riviste internazionali *peerreviewed* (indice *Scopus* e *Web of Science*) e sono così sintetizzati:

- uno schema per flussi granulari densi [258], la cui velocità di calcolo può essere aumentata mediante un parametro numerico chiamato viscosità limitante [259];
- un criterio di erosione 2D [260], che può accelerare lo schema per flussi granulari densi quando il meccanismo di erosione tipo Shields è l'unica causa di mobilitazione dei granuli solidi;
- uno schema per il trasporto di corpi solidi [261] [257];
- miglioramenti del codice RSE per simulare la lubrificazione idrodinamica con il moto del fluido in regime laminare e in assenza di scorrimento sul contatto fluido-struttura [262] e per modellare il crollo dell'argine in terra di Kagerplassen (caso studio a scala 1:1), individuando la superficie di scorrimento della frana, innescata da uno scavo, e valutando scenari di impatto su un sostegno delle linee elettriche aeree [263];
- due schemi alternativi di trattamento delle condizioni al contorno per pareti a superficie fissa [264] e pareti a superficie mobile [265] [263];
- uno schema per i danni da allagamento alle sottostazioni elettriche [266].

L'integrazione temporale è eseguita tramite uno schema *Leapfrog* di secondo ordine e lo schema di Eulero. L'equazione della continuità e l'equazione di bilancio della quantità di moto per la miscela di materiale granulare solido e di un fluido generico sono derivate in [258], con l'introduzione dello sforzo efficace medio, della pressione interstiziale e di diverse quantità della miscela (velocità, densità, viscosità e sforzi). Vengono adottati anche termini approssimativi delle sottoparticelle. Seguendo l'approccio per fluidi debolmente comprimibili [267], spesso utilizzato dai metodi CFD, l'equazione di stato è lineare, barotropica e dipendente dal modulo di massa artificiale. La miscela simulata degenera in un liquido newtoniano in caso di valore nullo della frazione di volume della fase solida. Le equazioni di bilancio per la quantità di moto e per il momento angolare di corpi solidi sono

esprese dalle equazioni di Newton-Eulero per la dinamica 3D di corpi solidi rigidi. Queste sono accoppiate alle equazioni di bilancio della miscela o del liquido suddetti e coinvolgono la modellazione della spinta idrodinamica e delle reazioni vincolari associate alle interazioni “corpo-frontiera” e “corpo-corpo”, inclusi i meccanismi di urto, attrito da scivolamento, beccheggio e rollio. Nella versione attuale (SPHERA v.10.0.0) sono disponibili altri due schemi SPH, conservativi-consistenti e stabili in forma locale a 3 stadi arbitrari-lagrangiani-euleriani (SPH-ALE₃-LC_{m,p}-C₀ e SPH-ALE₃-LC_mC_i), mentre lo schema per corpi solidi è stato esteso a strutture con geometria complessa di forma qualsiasi; queste migliorie sono richieste e strettamente necessarie per le applicazioni riguardanti l'energia marina in termini di: simulazione del campo di pressione su superfici solide complesse di forma qualsiasi; stima dei momenti torcenti esercitati dalle onde marine sui dispositivi di conversione; conservazione della potenza delle onde marine durante la loro propagazione; oppure per simulare, per esempio, i tralicci delle linee elettriche trasportati da corpi di frana. Per simulare, come esempio di applicazione del metodo, l'inondazione da tracimazione della diga del Vajont (§7.4.4.1) sono stati, inoltre, implementati alcuni specifici miglioramenti numerici per rappresentare la forza di resistenza sulle pareti solide del modello digitale del terreno (*Digital Terrain Model*, DTM), consistente con profili di similarità di strato limite turbolento a pareti scabre e dipendente dalla classe di copertura del suolo CORINE Land Cover¹⁰, e per simulare le sezioni di ingresso non stazionarie e di tipo “sfioratore”.

SPHERA è un *software* gratuito rilasciato sotto licenza GNU *General Public License* (*Free Software Foundation*), è sviluppato ed è disponibile sotto un *repository* Git (sito web GitHub [256]).

7.4.4.1

Simulazione del disastro del Vajont con SPHERA

Nel campo dell'ingegneria delle dighe, i tre disastri italiani tra i più fatali di sempre sono avvenuti a seguito di frane o inondazioni innescate da precipitazioni intense: i disastri del Vajont, del Gleno e del Molare (§Appendice B). La simulazione numerica di disastri storici permette di migliorare i codici di calcolo per le analisi di rischio idrogeologico associate al sistema elettrico e alle sue vulnerabilità rispetto agli eventi naturali estremi, dipendenti anche dai cambiamenti climatici.

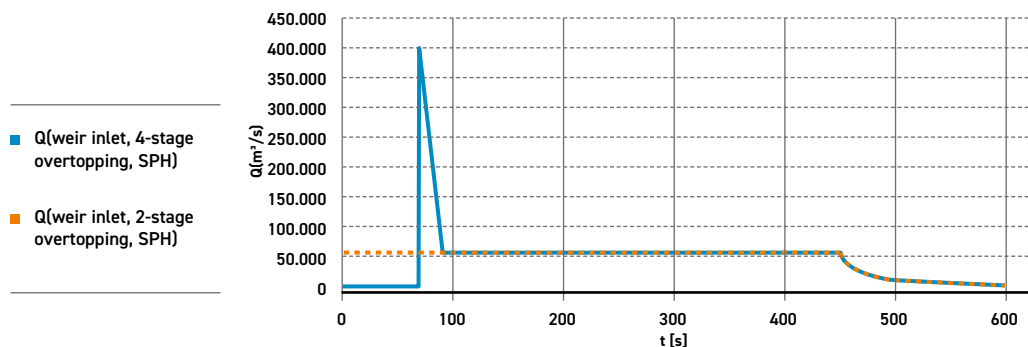
¹⁰ <https://land.copernicus.eu/en/products/corine-land-cover>

Nel 2021 SPHERA è stato applicato all'analisi fluidodinamica ex-post dell'inondazione da tracimazione della diga del Vajont [268]. La portata tracimata dal serbatoio del Vajont è ricostruita tramite un semplice modello numerico alimentato dalle informazioni disponibili in situ. La simulazione CFD-SPH 3D ha evidenziato le caratteristiche 3D non lineari dell'inondazione da tracimazione della diga del Vajont. Il codice simula correttamente le aree inondate nel 89,2% dell'area esaminata. Il confronto tra battente idrico massimo simulato nella sezione di uscita del canyon del Vajont e la misura associata ha mostrato una sovrastima del 10%. In questa sezione, la stima del tempo di arrivo rientra nell'intervallo definito dalla misura associata.

A titolo di esempio si riportano alcune immagini dei risultati ottenuti dalla simulazione della tracimazione e conseguente inondazione. La tracimazione è stata simulata inizialmente con due stadi: il primo stadio è caratterizzato da una qualsiasi dinamica interna al serbatoio innescata ad esempio da un moto ondoso (per esempio, uno tsunami) o da una piena dei corpi idrici immissari; il secondo stadio è caratterizzato esclusivamente da un processo di svuotamento del serbatoio idrico. Successivamente, la portata tracimata è stata rappresentata con un modello a quattro stadi nel quale la parte iniziale del modello a due stadi, caratterizzata da un plateau, viene sostituita da due stadi aggiuntivi per rappresentare rispettivamente la forzante in atto nel serbatoio con tracimazione nulla e la riduzione lineare della portata dal valore massimo al valore di plateau, come mostrato in Figura 7.33.

FIGURA 7.33

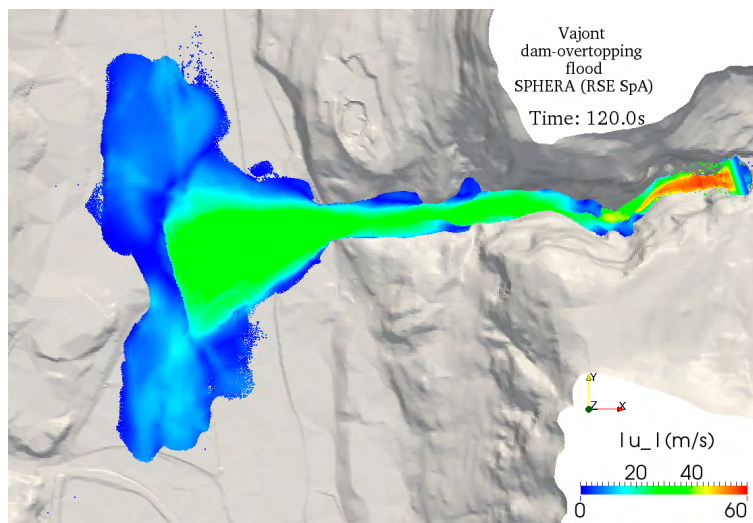
**Inondazione urbana da tracimazione della diga del Vajont.
Serie temporali della portata tracimata con modelli a due stadi
e a quattro stadi.**



La Figura 7.34 riporta il campo del modulo della velocità della superficie libera in planimetria ($t = 120$ s), ottenuto con la simulazione a risoluzione spaziale più fine ($\Delta x = 2,5$ m, $\Delta x_{DTM} = 5,0$ m; nelle simulazioni SPH le particelle numeriche possono avere una dimensione inferiore a quella delle celle della griglia del DTM) e una trascinazione a due stadi. In questo istante il modulo della velocità mostra valori massimi pari a circa 60 m/s nel tratto più a monte del canyon del Vajont, che canalizza la portata idrica trascinata dal serbatoio. La cascata della vena fluida nel canyon al di sotto dello sfioratore determina fenomeni di atomizzazione del fronte liquido. Il campo di velocità è molto variabile all'interno del canyon, caratterizzato da pendenze molto elevate. Qui le velocità minori si registrano in corrispondenza dei risalti idraulici obliqui o laterali dovuti alle curvature molto accentuate del canyon e alla sua geometria complessa. Un massimo relativo di velocità è appena visibile in corrispondenza del salto di fondo alla foce del torrente Vajont nel Piave, a valle del quale la sezione di passaggio dell'inondazione è soggetta a un netto allargamento. Un risalto idraulico con drastica discontinuità del battente idrico è presente ai piedi del versante di Longarone, sulla sponda opposta del Piave. Qui la velocità della superficie libera decresce drasticamente al passaggio dall'alveo del Piave alle pendici del versante, caratterizzato da pendenze molto elevate e non uniformi. A causa della sua immensa quantità di moto, il fronte idrico riesce a risalire il versante impattato fino a inondare il centro abitato di Longarone, il più colpito dall'inondazione. Il fronte dell'inondazione impatta il versante di Longarone in modo analogo a un getto che colpisce una superficie solida 3D a geometria complessa. Il fronte idrico viene deviato nell'alveo del Piave sia verso valle che verso monte. Anche in questa zona di impatto e di risalto idraulico si manifestano fenomeni di atomizzazione del dominio liquido.

FIGURA 7.34

Inondazione urbana da tracimazione della diga del Vajont. Campo 3D del modulo della velocità per $t=120$. Simulazione SPH: $\Delta x=2,5$ m, $\Delta x_{DTM}=5,0$ m. Planimetria. Analisi con tracimazione a due stadi.



In Figura 7.35 si mostra una sequenza di campi 3D del modulo della velocità ottenuti con la simulazione a $\Delta x = 5,0$ m, $\Delta x_{DTM} = 10,0-80,0$ m e tracimazione a quattro stadi.

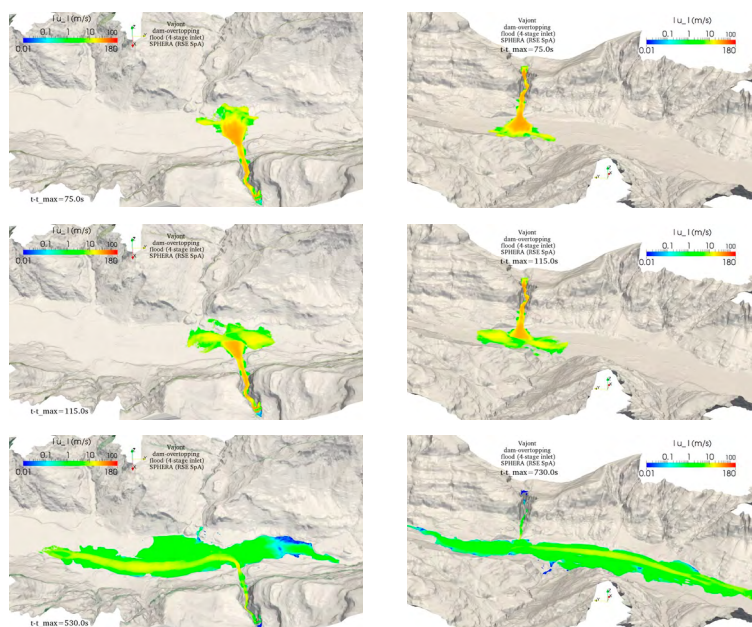
L'inondazione impatta il versante di Longarone per $t \approx 130$ s, con massima risalita registrata per $t \approx 145$ s (Figura 7.35, immagini in alto). Quest'impatto innesca un'onda regressiva riflessa che raggiunge il versante di origine ca. 40s dopo (Figura 7.35, immagini al centro). Alla fine del periodo di tracimazione ($t = 600$ s, Figura 7.35, immagini in basso), l'inondazione ha già colpito i centri abitati di Longarone, Provagna e Fortogna. Nella zona più a valle dell'alveo del Piave, l'inondazione avanza con le velocità maggiori. Al centro della piana alluvionale del Piave si notano le vie preferenziali della propagazione dell'inondazione, dove la forza di resistenza per unità di volume fluido è minore. Alla foce del torrente Vajont nel Piave si nota la deviazione verso valle del getto idrico principale a causa dell'impatto con il versante di Longarone e dell'orientamento della superficie topografica. Nel tratto di Piave a monte della confluenza col Vajont, le velocità sono più ridotte perché l'inondazione si sta

Come valorizzare il patrimonio infrastrutturale idroelettrico

propagando verso quote maggiori, nonostante un brusco restringimento di sezione in corrispondenza del fronte più avanzato.

FIGURA 7.35

Inondazione urbana da tracimazione della diga del Vajont.
Campi 3D del modulo della velocità per $t=145$ s (in alto, massima risalita del fronte liquido su Longarone), $t=185$ s (al centro, impatto dell'onda riflessa regressiva sul versante del Vajont) e $t=600$ s (in basso, fine tracimazione). Simulazione SPH: $dx=5,0$ m, $dx_{DTM}=10,0-80,0$ m. Vista 3D dal versante della diga (sinistra) e Vista 3D dal versante di Longarone (destra).
Analisi con tracimazione a quattro stadi.



Si riportano di seguito i risultati della validazione del codice SPHERA sull'inondazione da tracimazione della diga del Vajont, tramite confronti con dati misurati del battente idrico massimo e del tempo di arrivo dell'onda di piena nella sezione di uscita del canyon del Vajont.

In Figura 7.36 è riportato il confronto delle aree allagate con i dati misurati. Queste misure si riferiscono ai segni lasciati dall'acqua nella

regione di interesse (ROI). I risultati SPH sono qui rappresentati dal campo 2D del battente idrico massimo, calcolato sull'intera durata della simulazione. Le aree inondate SPH mostrano un buon accordo con le analoghe misure su campo, a parte alcune sottostime in sponda sinistra rispetto alla foce del Vajont nel Piave. Le due zone con i massimi relativi più evidenti corrispondono al salto di fondo presso la foce del Vajont e alla base della zona di risalita del fronte idrico sul versante opposto della cittadina di Longarone (al centra della ROI).

Nella Figura 7.37 si riporta un confronto tra il battente idrico massimo simulato e il valore misurato nella sezione di uscita del canyon del Vajont, dove si osserva una sovrastima del 10%. Nella simulazione SPH, l'inondazione raggiunge la sezione d'uscita del canyon del Vajont all'istante $t = 79$ s. Questa stima è compatibile con le misure indirette di Reberschack [269], riportate in [270], per cui il fronte dell'inondazione raggiunge la sezione di uscita del canyon del Vajont in un istante di tempo non univocamente definito, ma appartenete all'intervallo $60 \text{ s} < t < 240 \text{ s}$.

FIGURA 7.36

Inondazione urbana da tracimazione della diga del Vajont. Validazione della stima delle aree inondate nella regione di interesse (ROI, delimitata da un rettangolo nero) tramite confronto con le misure disponibili in [271], riportate in [270], in viola). Valori SPH: battente idrico massimo rispetto all'intero periodo dell'inondazione (i valori istantanei grezzi sono campionati ogni passo temporale senza filtro temporale, ma sono filtrati nello spazio, $dx_{\text{filter}} = 10 \text{ m}$). Analisi con tracimazione a quattro stadi.

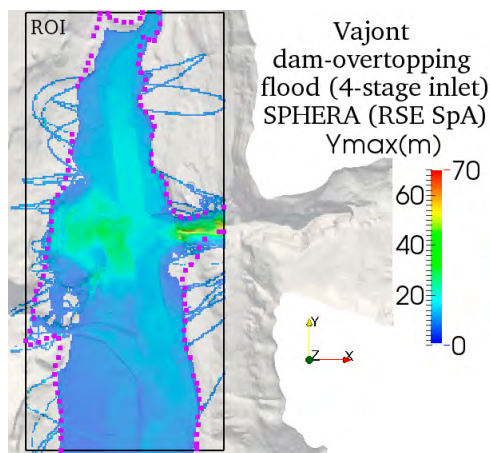
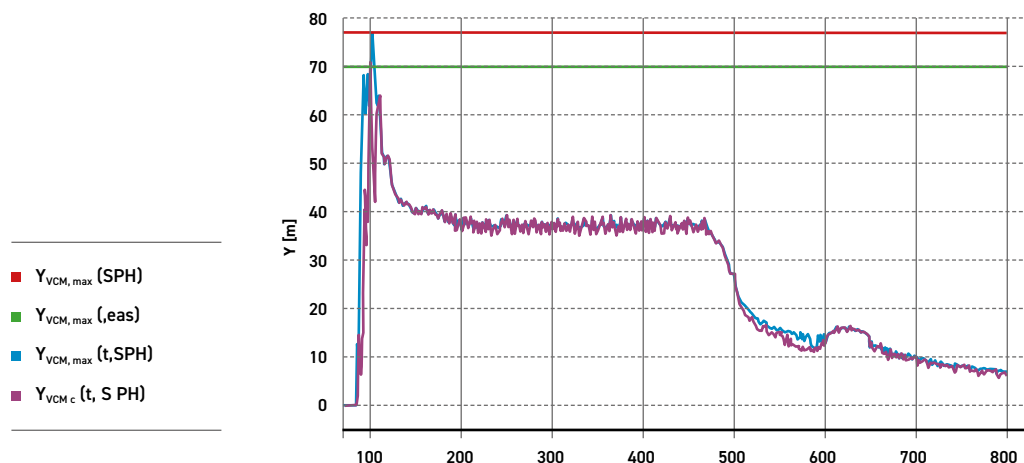


FIGURA 7.37

Inondazione urbana da tracimazione della diga del Vajont. Analisi con tracimazione a quattro stadi. Serie temporali del battente idrico nella sezione di uscita del canyon del Vajont (in azzurro, “VCM”, massimo valore spaziale sui punti di monitoraggio della sezione) e nel punto centrale della stessa sezione (in violetto, “VCM-C”). Validazione: confronto tra il massimo valore spazio-temporale (“max”) simulato (in rosso, “SPH”) e misurato (in verde, “meas” [272] [273]) nella sezione di uscita del canyon del Vajont.



Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

A livello internazionale i decisori politici, gli operatori del settore idroelettrico e le associazioni ambientali stanno discutendo su due aspetti:

- Il settore idroelettrico è pronto a svolgere un ruolo di catalizzatore nel processo di transizione energetica verso una economia *green* sostenibile?
- L'idroelettrico è un *puzzle* mancante delle iniziative politiche del *Green Deal*?

Se si analizza la situazione da un punto di vista delle politiche europee in tema di energia, il maggiore sfruttamento delle fonti rinnovabili non programmabili al 2030 sarà possibile solo se si creeranno i presupposti giusti. Tra le azioni necessarie, come è ribadito nel *Clean Energy Package* [274] [275], vi è una ridefinizione del mercato elettrico europeo in cui devono potersi integrare in maniera armonizzata anche i mercati nazionali.

Con particolare riferimento alla situazione nazionale, nell'assetto attuale (2023) le regole del mercato elettrico risultano piuttosto penalizzanti per il settore idroelettrico, perché i segnali di prezzo derivanti dai mercati dell'energia e dai *carbon credit* del sistema ETS (*Emissions Trading System*) non attraggono investimenti, come stanno rilevando tuttora gli operatori. Tuttavia, il nuovo quadro regolatorio nazionale del dispacciamento elettrico (c.d. Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico - TIDE approvato con deliberazione n. 345/2023/R/EEL [276]), che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2025, da un lato, recepisce il nuovo quadro regolatorio europeo (specialmente per quanto riguarda l'integrazione dei vari mercati nazionali tramite piattaforme europee, ad esempio per lo scambio di risorse di bilanciamento) e, dall'altro, pone l'attenzione sul futuro sviluppo del sistema elettrico italiano in termini di capacità produttiva (soprattutto da parte delle FRNP), di capacità di accumulo, di nuovi fornitori di servizi (tutte le tecnologie a qualsiasi livello di tensione e forma di aggregazione), di evoluzione dei mercati esistenti (mercati dell'energia e dei servizi, *capacity market*) e di nuovi mercati (come il mercato dello stoccaggio), e di ridefinizione/definizione di nuovi servizi di dispacciamento. Allo scopo di valutare il futuro ruolo degli impianti idroelettrici è opportuno, quindi, effettuare una minima disamina dell'assetto attuale del mercato elettrico e della sua recente e futura evoluzione, come è brevemente descritto di seguito. In particolare, viene riportata nei seguenti paragrafi una breve descrizione dell'assetto attuale del mercato elettrico, della nuova disciplina del dispacciamento (TIDE), dell'esperienza dei Progetti Pilota Terna per

l'allargamento della platea dei partecipanti ai servizi di dispacciamento, dell'eliminazione del Prezzo Unico Nazionale (PUN) e dell'introduzione della risoluzione al quarto d'ora del futuro mercato dell'energia, del mercato della capacità e del nuovo sistema di approvvigionamento a termine dello stoccaggio (mercato della capacità di accumulo).

8.1

SISTEMA DI SCAMBIO ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DI APPROVVIGIONAMENTO A MERCATO DEI SERVIZI DI REGOLAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: ASSETTO ATTUALE

In Italia l'intera filiera del settore elettrico è stata liberalizzata per effetto del Decreto Legislativo n. 79 del 16 del marzo 1999 [108], nell'ambito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (96/92/CE [154]). Ai sensi di tale Decreto Legislativo, dal 1° aprile 2004 è pienamente operativa la Borsa elettrica per l'approvvigionamento all'ingrosso, costituita da un Mercato elettrico a pronti (MPE) e da un Mercato elettrico a termine (MTE) secondo la struttura attuale riportata in Figura 8.1 [277]. Più precisamente, ad assetto attuale (2023), la contrattazione in Borsa per l'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica avviene sul mercato a pronti di MGP (Mercato del giorno prima), MI (Mercato Infragiornaliero), MPEG (Mercato dei prodotti giornalieri) e sul MTE (Mercato a Termine); la negoziazione di prodotti energetici destinati alla regolazione del sistema da parte del gestore di rete Terna avviene principalmente, invece, sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), che si svolge a valle dei mercati energetici MGP ed MI¹ ed è organizzato per la contrattazione di prodotti destinati alla gestione a programma (fase di MSD *ex ante*) e nel tempo reale (MSD *ex post* o Mercato del Bilanciamento - MB) dell'intero sistema. Le tempistiche di esecuzione della “catena” dei mercati da MGP a MB sono riportate in Figura 8.2 [278].

1 In generale, la prima fase delle contrattazioni sul MSD si svolge assumendo come programma di consegna iniziale per l'impianto regolante l'esito finale delle contrattazioni sul MI. Tuttavia, dal 1° gennaio 2022, su disposizioni della deliberazione n. 517/2021/R/eel [348], in caso di insufficiente capacità di riserva terziaria a salire di potenza attiva, il gestore Terna ha la facoltà di operare nella fase preliminare al MGP secondo modalità specificate nell'Allegato Tecnico A.77 al Codice di rete per l'approvvigionamento di riserva terziaria di sostituzione a salire.

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

Sul MGP si effettuano contrattazioni per lo scambio di blocchi orari di energia elettrica per una consegna lato fornitori nel giorno successivo; in sede di contrattazione i partecipanti al mercato (venditori/acquirenti) presentano offerte in quantità (MWh) e prezzo (€/MWh). Le offerte presentate sono trattate sulla base del merito economico, oltre che nel rispetto dei limiti di capacità di transito sulle sezioni di separazione delle zone di mercato. Il mercato MGP è quindi di tipo ad asta con regola di prezzo al "prezzo marginale" [116] [279]. Inoltre, a regole vigenti tutte le offerte accettate in vendita e quelle accettate in acquisto, queste ultime solamente per la parte riferita alle unità di generazione e pompaggio e alle unità di consumo appartenenti alle zone virtuali estere, sono accettate e valorizzate al prezzo marginale di equilibrio della zona di appartenenza; tutte le altre offerte di acquisto accettate e riferite alle unità di consumo appartenenti alle zone geografiche italiane sono valorizzate al PUN, pari alla media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate in tali zone. Sul MI è consentito, invece, ai partecipanti di apportare modifiche ai programmi definiti sul MGP, attraverso ulteriori offerte in acquisto o in vendita; a regole vigenti le negoziazioni avvengono attraverso lo svolgimento di tre sessioni d'asta MI-A e una sessione di negoziazione continua MI-XBID (*Cross Border Intraday*), articolata in tre fasi. Le sessioni d'asta si svolgono a prezzo marginale, mentre le fasi di negoziazione continua sono caratterizzate da un abbinamento delle offerte nell'istante in cui si verificano i requisiti per ottenere un *match*, seguendo la regola del "*first-come first-served*"; le sessioni ad aste e quelle di contrattazione continua si realizzano in modo sequenziale, non sovrapponibile. Sul MPEG si svolgono le negoziazioni dei prodotti energetici con obbligo di consegna dell'energia come prodotto giornaliero (definito con profilo *baseload* e *peakload*); la regola di prezzo è di tipo "*pay-as-bid*". Sul MTE avviene la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro di prodotti annuali, trimestrali e mensili; la negoziazione è di tipo continuo con regola di prezzo "*pay-as-bid*".

Il resto degli approvvigionamenti energetici avviene fuori mercato tramite contratti "*Over The Counter*" - OTC (contratti bilaterali) e registrati sulla piattaforma PCE gestita dal GME.

Per quanto riguarda la contrattazione dei prodotti energetici sul MSD, il gestore di rete di trasmissione nazionale (Terna) opera come unica controparte nei confronti di diversi fornitori; la modalità della contrattazione avviene ad asta con regola di prezzo "*pay-as-bid*". I

prodotti energetici scambiati sono² Riserva Secondaria, Gradino, Minimo/Spengimento, Accensione e Cambio Assetto [113]). Inoltre, in fase di compravendita sul MSD, il gestore Terna sostiene un esborso nel caso di acquisto di un margine a salire dell'immissione in rete e percepisce un ricavo nel caso, invece, di vendita di un margine a scendere dell'immissione in rete; essendo più alto l'esborso del ricavo (ossia i fornitori ri-acquistano a scendere ad un prezzo inferiore rispetto al prezzo a salire), il saldo netto tra esborso e ricavo rappresenta l'onere netto sostenuto dal gestore per la compravendita sul MSD. L'onere netto, unitamente ad altre voci di costo per l'approvvigionamento di servizi di dispacciamento, è recuperato nella bolletta dei consumatori finali tramite l'applicazione di opportuni corrispettivi (es. corrispettivo di *uplift*), secondo le disposizioni della disciplina del servizio di dispacciamento (deliberazione n. 111/06 e s.m.i., Allegato A [280]).

Lato operatori, la partecipazione ai mercati energetici è intesa su base volontaria, mentre quella al MSD è obbligatoria per i titolari di impianti pre-qualificati presso Terna. In particolare, a regole tecni-

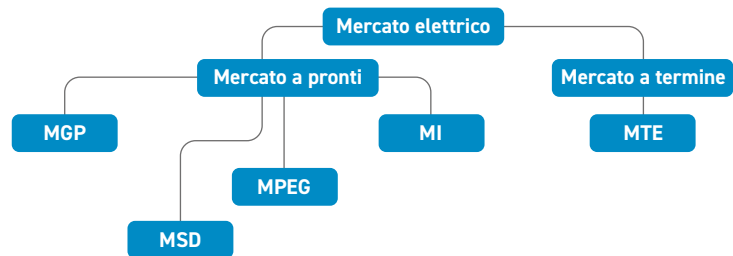
² I prodotti energetici scambiati a mercato sul MSD fanno riferimento alle risorse per il dispacciamento quali i servizi di riserva secondaria/terziaria di potenza attiva, i servizi per la risoluzione delle congestioni a programma e i servizi per il bilanciamento. Tutte le altre risorse richieste da Terna (riserva primaria di potenza attiva, riserva di potenza reattiva per la regolazione primaria/secondaria di tensione, servizio di interrompibilità del carico, rifiuto del carico, partecipazione alla rialimentazione del sistema, disponibilità al telescatto, servizio di essenzialità, servizio di disponibilità di capacità produttiva) non sono trattate a mercato ma sono approvvigionate tramite procedure concorsuali dedicate oppure sono trattate come servizi obbligatori con o senza remunerazione. Ad esempio, il servizio di interrompibilità del carico da impiegare in situazioni solo di emergenza è approvvigionato tramite apposita procedura d'asta, mentre il servizio di regolazione primaria di frequenza non è a mercato ma il titolare d'impianto ha la facoltà di farsi riconoscere economicamente il servizio erogato secondo una formula a prezzo amministrato fissato dall'Autorità regolatoria (ARERA). Analogamente, anche il servizio di essenzialità fornito da alcuni impianti idonei non è trattato a mercato ma è remunerato secondo una formula stabilita direttamente da ARERA. Il servizio di disponibilità di capacità produttiva per affrontare le situazioni di particolare criticità di adeguatezza al soddisfacimento della domanda, invece, fino al 2019 veniva anch'esso trattato fuori mercato con remunerazione diretta da parte del TSO (dal 2019 è in vigore il sistema di mercato della capacità). Infine, il servizio di riserva di potenza reattiva per la regolazione della tensione non è trattato esplicitamente a mercato (tale risorsa è approvvigionata indirettamente tramite i servizi a mercato in potenza attiva), mentre il servizio di riaccensione è richiesto dal TSO come servizio obbligatorio, senza remunerazione, presso alcuni impianti idonei.

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

che vigenti [113], la fornitura dei servizi di dispacciamento è riservata agli impianti di produzione dispacciabili e di taglia di almeno 10 MW (non partecipano gli impianti alimentati a fonte rinnovabile non programmabile quale quella solare, quella eolica, quella mareomotrice, il moto ondoso, il gas di scarica, i gas residui dei processi di depurazione, il biogas, la geotermia o l'energia idraulica ma limitatamente agli impianti idroelettrici ad acqua fluente). In pratica, alla regolazione del sistema partecipano i grandi impianti di produzione programmabili, sostanzialmente di tipo termoelettrico (unità a vapore, unità a gas) ed idroelettrico (a bacino, a serbatoio e di pompaggio)³. Inoltre, la figura titolata ad interfacciarsi sia con il gestore stesso sia con il mercato dell'energia e dei servizi si chiama Utente del Dispacciamento (UdD), come è disposto nella disciplina del servizio di dispacciamento (deliberazione n. 111/06 e s.m.i. [280]⁴). Si noti che, con la nuova regolamentazione di cui si darà una descrizione sintetica nelle sezioni successive, l'UdD verrà sostituito dalle due figure di *Balance Responsible Party* (BRP) e *Balancing Service Provider* (BSP).

FIGURA 8.1

Struttura attuale del mercato elettrico [Fonte: GME [277]].



³ In situazioni solo di emergenza, alla regolazione del sistema partecipano anche alcune unità di consumo flessibili (servizio di interrompibilità da effettuarsi con riduzione rapida della potenza prelevata), impianti eolici, FV e generazione distribuita (servizio di modulazione a scendere per grandi transitori di frequenza; servizio di taglio di produzione eolica per mitigazione di fenomeni di congestione; servizio RIGEDI di riduzione della produzione da generazione distribuita). Come il servizio di interrompibilità che viene contrattualizzato tramite apposita procedura d'asta, anche il taglio della produzione eolica è trattato economicamente: i produttori vengono remunerati per la mancata produzione al prezzo zonale in vendita.

⁴ Utente del dispacciamento: è il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento (deliberazione n. 111/06 e s.m.i., Allegato A - art. 1 - Definizioni [280]).

FIGURA 8.2 Mappa delle tempistiche di esecuzione dei mercati gestiti dal GME nel 2023 [Fonte: GME [278]].

Giorno di riferimento	D-1							
	MGP	MI1	MSD1	MI-XBID (I FASE)	MI2	MBn	RRn	
Informazioni preliminari	11.30	14.45	n.d.		21.45	n.d.	n.d.	
Apertura seduta	08.00**	12.55	12.55	15.30	12.55	22.30*	22.30*	
Chiusura seduta	12.00	15.00	17.00	21.40	22.00	H-1	H-55'	
Esiti Provvisori	12.45	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
Esiti definitivi	12.58	15.30	21.00	n.d.	22.30	#	#	

** l'ora si riferisce al giorno D-9
 * l'ora si riferisce al giorno D-1
 ° si utilizzano le offerte presentate sul MSD1
 # disciplina del dispacciamento

8.2 EVOLUZIONE RECENTE E FUTURA DEL MERCATO ELETTRICO

8.2.1 Nuova disciplina del dispacciamento elettrico

Anche per effetto degli obiettivi di decarbonizzazione introdotti a livello UE, dal 2010 il sistema elettrico nazionale è stato interessato da un significativo sviluppo della generazione da FRNP (principalmente da sistemi fotovoltaici (FV) connessi prevalentemente sul sistema di distribuzione e da impianti eolici e FV *utility scale*). La conseguente riduzione della quota di mercato contesa dai grandi impianti termoelettrici fossili ha aumentato notevolmente l'esigenza di regolazione del sistema in termini quantitativi (necessità di maggiore energia regolante). Pertanto, a livello nazionale il D.lgs. 102/2014 [281] ha disposto che all'Autorità regolatoria fosse dato il mandato di ridefinire le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento al fine di promuovere proprio la partecipazione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili, oltre che della cogenerazione ad alto rendimento e della domanda, al mercato dell'energia e dei servizi. Inoltre, il D.lgs. 210/21 [282], che recepisce la nuova Direttiva "elettrica" 2019/944 [283], ha dato mandato sempre all'Autorità

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

D									
	aFRR	MI-XBID (II FASE)	MSD2	MSD3	MSD4	MI3	MI-XBID (III FASE)	MSD5	MSD6
	n.d.		n.d.	n.d.	n.d.	9.45		n.d.	n.d.
	22.30*	22.30	°	°	°	12.55*	10.30	°	°
	Q-25'	H-1 (ore 1-12) 9.40 (ore 13-24)	°	°	°	10.00	H-1	°	°
	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
	#	n.d.	2.00	6.00	9.45	10.30	n.d.	14.00	18.00

di definire le regole per la partecipazione degli aggregati di risorse ai mercati dell'energia e del bilanciamento, di definire i criteri per la cooperazione fra il TSO (Terna) e i distributori locali (*Distribution System Operator* - DSO) al fine di promuovere una maggiore interazione/cooperazione e l'introduzione di servizi ancillari locali sulle reti di distribuzione, oltre che di definire le regole di dettaglio per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE).

Contestualmente allo sviluppo delle FRNP, a livello europeo il terzo pacchetto energetico ha prodotto una serie di regolamenti specifici volti ad armonizzare sia le regole di gestione del sistema interconnesso, sia gli scambi di prodotti sui mercati dell'energia. In particolare, il Regolamento "*Capacity Allocation and Congestion Management*" (CACM) [284] ha definito i sistemi di *single day-ahead coupling* e di *single intraday coupling*, mentre il Regolamento "*System Operation GuideLine*" (SOG) [285] e il Regolamento *Balancing* [286] hanno ridefinito i servizi "ancillari" (specialmente i servizi per il bilanciamento) ed introdotto specifiche piattaforme europee per lo scambio dei prodotti di bilanciamento secondo un modello TSO-TSO (oltre a introdurre anche i criteri per la remunerazione delle risorse di bilanciamento e per la regolazione economica degli sbilanciamenti).

Nell'ottica di voler raccordare in un'unica disciplina organica una

regolazione del dispacciamento che fosse compatibile sia con il disegno di riforma del nuovo dispacciamento elettrico nazionale (es. promozione dell'integrazione nel mercato delle risorse distribuite, anche in forma aggregata) sia con i regolamenti europei ormai in fase di ultimazione ed attuazione, nel 2015, con la deliberazione n. 393/2015/R/eel [287], l'Autorità regolatoria ha avviato un procedimento di riforma organica proprio del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Dopo una fase di consultazione delle principali linee di intervento (Documento di consultazione n. 322/2019/R/eel [288]) e dello schema di proposta di una nuova disciplina del dispacciamento (Documento di consultazione n. 685/2022/R/eel [289]), tale procedimento si è concluso nel 2023 con l'approvazione finale del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico - TIDE (deliberazione n. 345/2023/R/eel [276]) con effetto dal 1° gennaio 2025 (con successiva abrogazione della deliberazione n. 111/06 [280], ad eccezione delle parti attinenti alla regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema).

Pertanto, nel TIDE confluiscono le disposizioni contenute nel D.lgs. 102/2014 [281] e nel D.lgs. 210/21 [282] e quelle dei regolamenti europei sul processo di armonizzazione dei mercati dell'energia e dei servizi di bilanciamento (processo che si è completato con l'emissione finale delle norme europee incluse nel *Clean Energy Package*, in particolare della Direttiva 2019/944 [283] e del Regolamento 2019/943 [290], due norme che hanno abrogato di fatto il terzo pacchetto energia).

Occorre osservare che nel TIDE confluisce anche l'esperienza dei Progetti Pilota, identificati da Terna ai sensi della deliberazione n. 300/2017/R/eel [291], per una prima apertura del MSD alle unità precedentemente non ammesse. L'obiettivo dell'iniziativa di tali Progetti, ancora in corso, è duplice: a) rendere disponibili al TSO nuove risorse di dispacciamento, quali le unità di produzione non già abilitate (incluse le FRNP di tipo eolico e fotovoltaico), le unità di consumo, i sistemi di accumulo, anche aggregando le risorse in forma di Unità Virtuali Abilitate; b) acquisire elementi utili per la definizione delle regole di regime per il nuovo TIDE. Più precisamente, dopo una sperimentazione iniziale di soli impianti di produzione non già abilitati (Progetto Pilota UVAP - Unità Virtuali Abilitate di Produzione [292]) e di centri di consumo (Progetto Pilota UVAC - Unità Virtuali Abilitate di Consumo [293]), l'esperienza dei Progetti Pilota Terna si è successivamente evoluta in una sperimentazione di *mix* di unità di produzione, di carico e di sistemi di accumulo in forma aggregata, formando una serie di UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) [294].

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

Inoltre, una fase successiva della sperimentazione ha riguardato anche nuovi servizi di regolazione come la regolazione ultra-rapida della frequenza di rete (Progetto Pilota *Fast Reserve* [98]).

Inoltre, il TIDE recepisce l'implementazione di un mercato giornaliero ibrido con contrattazione continua nell'ambito di XBID, la riforma della disciplina degli sbilanciamenti per introdurre un periodo di 15 minuti per il *settlement* degli sbilanciamenti, in accordo con il Regolamento *Balancing*, il Regolamento 2019/943 per l'introduzione di un sistema di contrattazioni al quarto d'ora sul mercato dell'energia (art. 8) [290] e dei relativi prodotti quartorari sul *Single Day Ahead Coupling* e sul *Single Intraday Coupling*. Il TIDE contiene, inoltre, elementi relativi sia alla sperimentazione di soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali destinati ai DSO, sia alle modalità di partecipazione degli impianti di stoccaggio al mercato dell'energia per lo scambio di prodotti di *time shifting*, modalità indicate nella deliberazione n. 247/2023/R/eel [47] di approvazione del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico ai sensi del D.lgs. 210/21 (art. 18) [282]. Si osserva, in particolare, che il TIDE recepisce quanto definito nel Regolamento "elettrico" 2019/943 [290] e nel Regolamento *Balancing* [286] in merito al disegno di un mercato comune dell'energia elettrica e dei servizi di bilanciamento, soprattutto per quanto riguarda la definizione dei ruoli e delle responsabilità del *Balance Responsible Party* (BRP) e del *Balancing Service Provider* (BSP):

- il BRP è il soggetto responsabile della programmazione e della regolazione degli sbilanciamenti del portafoglio di unità di produzione o di consumo di cui è responsabile;
- il BSP è il soggetto che eroga i servizi ancillari per il bilanciamento del sistema.

Gli elementi principali del TIDE sono i seguenti:

- il Testo Integrato rappresenta un raccordo organico tra la normativa del dispacciamento nazionale e quella definita dal quadro regolatorio europeo (Regolamento CACM [284], Regolamento SOGL [285], Regolamento *Balancing* [286], Regolamento 2019/943 [290], Regolamento 2019/944 [283]);
- contiene i principali risultati ottenuti dall'esperienza dei Progetti Pilota di cui alla deliberazione n. 300/2017/R/eel [291], in particolare quelli del Progetto Pilota di Unità Virtuali Abilitate Miste

(UVAM), volto a consentire l'abilitazione alla fornitura di servizi ancillari anche a risorse distribuite, sia di immissione che di prelievo, non precedentemente abilitate, su base aggregata;

- una ridefinizione dei servizi “ancillari”:
 - servizi per il bilanciamento: *Frequency Containment Reserve* - FCR, *Frequency Restoration Reserve* - FRR (*automatic* - aFRR o *manual* - mFRR), *Replacement Reserve* - RR e *Fast Reserve*;
 - servizi non relativi alla frequenza: un servizio utilizzato per la regolazione della tensione in regime stazionario, le immissioni rapide di corrente reattiva, l'inerzia per la stabilità della rete locale, la corrente di corto circuito, la capacità di *black start* e la capacità di funzionamento in isola/rifiuto di carico⁵;
 - servizio di modulazione straordinaria: un servizio di modulazione, istantanea o con preavviso, della potenza attiva scambiata con la rete, sia in incremento che in decremento, da utilizzare come ultima istanza in assenza di ulteriori risorse, anche tramite dispositivi di telescatto o altri dispositivi inclusi nel Piano di Difesa;
- l'approvvigionamento delle risorse FRR e RR dovrà avvenire tramite i mercati per il bilanciamento e ridispacciamento oppure tramite un meccanismo a termine (procedure specifiche distinte dal mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento);
- l'approvvigionamento delle risorse FCR e *Fast Reserve* dovrà avvenire tramite procedure concorsuali dedicate (aste di tipo *system marginal price* con offerte in €/MW);
- il gestore (TSO) può altresì approvvigionare a termine la FRR, la RR e i servizi ancillari non relativi alla frequenza;
- l'approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria potrà avvenire tramite procedure di mercato (con prodotti di durata non superiore all'anno basati su aste del tipo *system marginal price*) oppure tramite l'asservimento obbligatorio ad un dispositivo automatico di modulazione;
- il concetto di perimetro di aggregazione che è stato introdotto con i Progetti Pilota è stato rivisto alla luce di un quadro organico di lungo termine, tenendo conto soprattutto dell'evoluzione attesa

⁵ La classificazione di “servizi non relativi alla frequenza” è stata introdotta dal Decreto Legislativo n. 210 dell'8 novembre 2021 (in G.U. 11/12/2021, n. 294) con riferimento alla Direttiva (UE) 2019/944.

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

della struttura della rete di trasporto e di distribuzione e dello sviluppo del parco di generazione e delle unità di consumo (introduzione di perimetro nodale, zonale e multizonale);

- i servizi ancillari per il bilanciamento e il ridispacciamento possono essere forniti in autonomia (singolo impianto abilitato od impianto tra quelli sottesi a un nodo elettrico rilevante, ossia Unità Abilitata Singolarmente – UAS, corrispondente all'attuale definizione di Unità di Produzione Rilevante – UP nella titolarità di un UdD, ossia un impianto convenzionale rilevante di tipo termoelettrico ed idroelettrico) oppure in forma aggregata (in forma di Unità Virtuali Abilitate – UVA, di tipo Nodale per erogazione di servizi nodali oppure Zonali per erogazione di servizi zonali/multizonali, quindi sempre riferibili ad un unico nodo elettrico rilevante o zona di offerta, e ad unico BSP, con esclusione di impianti essenziali per la sicurezza);
- la soglia di potenza per identificare un impianto rilevante, attualmente fissata a 10 MW, è stata superata. Terna ha il compito di definire nuovi criteri per l'abilitazione obbligatoria, ivi inclusa una eventuale soglia di potenza più bassa di quella attuale, sia di identificare le unità non abilitate per le quali è necessaria la definizione di un programma a cura del BRP;
- è riconosciuto in modo esplicito (sia esso su base obbligatoria o volontaria, in modalità singola o aggregata, per tutte le utenze attive e passive, e senza distinzione di taglia o di tecnologia) il duplice ruolo di produrre/consumare energia e di fornire servizi ancillari alla rete (pertanto, gli aggregati di risorse flessibili sono distinti in aggregati per la fornitura dei servizi ancillari e in aggregati per l'attribuzione del diritto a immettere e a prelevare per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica);
- il TIDE pone particolare attenzione ai servizi di rete locali;
- è istituita la figura del *Balancing Service Provider (BSP)*, con le funzioni di un aggregatore, intermediario commerciale capace di fornire un supporto tecnico al TSO/DSO e di raccogliere le risorse da offrire sui mercati del dispacciamento; si osserva che il ruolo del BSP è ben distinto da quello del *Balancing Responsible Party (BRP)* che, invece, resta la figura con la funzione di aggregatore delle unità per acquistare e vendere l'energia sui mercati dell'energia;
- ciascuno dei due soggetti (BSP, BRP) è responsabile della quota di immissioni e prelievi che competono al loro specifico ruolo; ad esempio, al BRP compete la regolazione economica degli sbilan-

ciamenti, al BSP il pagamento dei corrispettivi di mancata movimentazione;

- Il TIDE definisce la funzione del MSD come un mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, il tutto in coerenza con il Regolamento 2019/943 [290]: tale mercato MSD comprende le piattaforme nazionali che si svolgono secondo l'*Integrated Scheduling Process* e le piattaforme europee per lo scambio dei prodotti di bilanciamento aFRR, mFRR e RR;
- nel Testo Integrato viene rivisto lo scopo della piattaforma di nomina introdotta dal GME per l'avvio del mercato infragiornaliero in contrattazione continua, perciò la piattaforma diventa il luogo per la programmazione delle immissioni e dei prelievi, attuata in modo indipendente dagli esiti dei mercati dell'energia: in pratica, la nomina sulla piattaforma all'interno di ciascuna zona rappresenta un programma "base" di immissione e prelievo, mentre il dispacciamento zonale in esito ai mercati dell'energia rappresenta un'attribuzione dei diritti di transito tra le zone di offerta;
- per le unità abilitate (singole o aggregate) è definito un programma "di movimentazione" delle risorse di bilanciamento sulla base delle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento;
- è introdotto un sistema di aggiustamento dello sbilanciamento in modo che gli sbilanciamenti la cui responsabilità ricade sul BRP siano neutrali dal punto di vista energetico rispetto alle movimentazioni delle unità regolanti in esito alle offerte presentate e selezionate dai BSP; il meccanismo di aggiustamento rende effettiva la separazione di ruoli dei due soggetti BRP e BSP, in quanto esso garantisce che siano minimizzati i rischi non controllabili dal BRP derivanti dall'attività del BSP;
- il Testo Integrato contiene indicazioni sulle modalità di partecipazione al mercato da parte delle unità di stoccaggio, definendo apposite "unità commerciali di stoccaggio" dedicate a cui sono associati i prodotti di *time shifting*;
- anche se nell'attuale Testo Integrato si mantiene la modalità di tipo *unit bidding* per le unità singolarmente abilitate (unità di produzione oppure unità di consumo), in prospettiva in esso si ipotizza il passaggio sui mercati a pronti da offerte di tipo *unit bidding* ad offerte di tipo *portfolio bidding* aggregate per tecnologia;
- si prospetta una potenziale revisione dei modelli e algoritmi utilizzati dal gestore Terna nell'ambito dell'*Integrated Scheduling Process* (che andrà a sostituire l'attuale MSD) allo scopo di giungere

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

a soluzioni ottime (e non sub-ottime) per il dispacciamento degli impianti regolanti (inoltre, a supporto del conseguimento della soluzione ottima da parte dell'algoritmo, si prevede anche la messa a disposizione, prima del termine di presentazione delle offerte, di informazioni più aggiornate da parte del TSO sullo stato di funzionamento della rete).

In sintesi, il TIDE vuole riformare l'attività di dispacciamento a livello nazionale, in modo tale da garantire la sicurezza del sistema elettrico in modo efficiente e al minor costo. In particolare, il TIDE ha due principali obiettivi:

- garantire la sicurezza⁶ del sistema elettrico nel futuro tenendo conto delle sue specificità (sempre più rinnovabili e generazione distribuita);
- razionalizzare tutti gli aspetti regolatori che attengono al dispacciamento tenendo conto del mutato quadro normativo e regolatorio europeo che vuole soluzioni di mercato sempre più unificate e centralizzate a livello europeo.

L'inclusione delle sperimentazioni dei Progetti Pilota, di cui alcuni ancora in corso di svolgimento, consente di abbattere in via definitiva tutte le barriere che impedivano a qualsiasi soggetto di offrire la disponibilità a modificare le immissioni e i prelievi da parte degli impianti in portafoglio per la partecipazione alla fornitura dei servizi di rete. Si ricorda inoltre che uno dei principi cardine del TIDE è quello della neutralità tecnologica. Infine, la nuova disciplina si propone come innovativa e onnicomprensiva, in quanto essa non deve contenere solo gli argomenti nuovi (ad esempio, l'introduzione di nuovi servizi ancillari, come il servizio di *Fast Reserve* ed il servizio di modulazione straordinaria, e la definizione di un perimetro di riferimento - nodale, zonale, macrozonale - che tenga conto, a sua volta, delle specificità di ogni servizio erogato e delle reali caratteristiche della rete elettrica da controllare), ma deve includere tutti gli argomenti già presenti nel precedente testo della disciplina (deliberazione n. 111/06, Allegato A [280]). Data anche la sua struttura modulare,

6 Sicurezza di un sistema elettrico. La sicurezza è la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso [344].

che offre maggiore stabilità e ne permette una maggiore facilità di aggiornamento, il TIDE può essere inteso anche come “piattaforma regolatoria” per il dispacciamento, sulla quale si costruiranno elementi futuri.

8.2.2

Progetti pilota Terna ai sensi della deliberazione n. 300/2017

Con la deliberazione n. 300/2017/R/eel [291], che si pone all'interno di un processo di riforma di MSD e della disciplina del dispacciamento, l'Autorità regolatoria ha definito una serie di criteri per permettere a risorse non già abilitate di partecipare a MSD in via sperimentale, tramite progetti pilota identificati dal TSO Terna. Le risorse coinvolte sono carichi flessibili, sistemi di accumulo elettrochimico e unità di generazione non già abilitate (rinnovabili e non, incluse quelle connesse al sistema di distribuzione come generazione distribuita), anche in forma aggregata tale da costituire un'Unità Virtuale Abilitata (UVA) all'interno di uno specifico perimetro geografico individuato dal TSO all'interno della zona di mercato e tenuto conto dei vincoli di rete.

Quindi, dal 2017 hanno fatto seguito i seguenti progetti pilota di:

- UVA di Consumo (UVAC), introdotta ai sensi della deliberazione n. 372/2017/R/eel [293], per la partecipazione volontaria a MSD, dal 1° giugno 2017, di unità di carico flessibile, su base aggregata, alla fornitura di risorse per il dispacciamento (a salire, ovvero con riduzione del prelievo), più precisamente di riserva terziaria a 15 minuti (terziaria pronta e rotante) e di bilanciamento, prevedendo una remunerazione in energia, secondo regole vigenti sul MSD *ex-ante* e MB (regola di prezzo di tipo “*pay-as-bid*”), ed in capacità, ossia per la disponibilità di potenza, contrattualizzata per un dato periodo di tempo (contratto a termine);
- UVA di Produzione (UVAP), introdotta ai sensi della deliberazione n. 583/2017/R/eel [292], per la partecipazione su base aggregata, dal 1° novembre 2017, di UP non rilevanti e di sistemi di accumulo di tipo elettrochimico alla fornitura di risorse per il dispacciamento (a salire/a scendere), più precisamente di riserva terziaria a 15 minuti (terziaria pronta e rotante), di risoluzione delle congestioni a programma e di bilanciamento, con remunerazione in energia secondo le regole vigenti sul MSD *ex-ante* e MB (regola di prezzo di tipo “*pay-as-bid*”);

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

- UVA Miste (UVAM⁷), introdotta ai sensi della deliberazione n. 422/2018/R/eel [294], per la partecipazione, in forma aggregata, di UP non rilevanti, sistemi di accumulo e carichi flessibili alla fornitura di risorse per il dispacciamento (a salire e/o a scendere), più precisamente di riserva terziaria (rotante e di sostituzione), di risoluzione delle congestioni a programma e di bilanciamento, con doppia remunerazione: in energia per il tramite delle offerte accettate sul MSD *ex-ante* e MB secondo il meccanismo di prezzo di tipo “*pay-as-bid*”, e in capacità per la disponibilità di potenza contrattualizzata per un dato periodo di tempo (contratto a termine);
- Servizio di regolazione secondaria, anche tramite UVAM, introdotta ai sensi della deliberazione n. 215/2021/R/EEL [295], con remunerazione in energia secondo regole vigenti sul MSD *ex-ante* e MB (regola di prezzo di tipo “*pay-as-bid*”);
- Unità di Produzione Rilevanti (UPR), introdotta ai sensi della deliberazione n. 383/2018/R/eel [296], con abilitazione volontaria, dal 1° settembre 2018, di UP non già oggetto di abilitazione obbligatoria per la partecipazione alla fornitura di risorse per il dispacciamento (a salire/a scendere), più precisamente di riserva terziaria (rotante e/o di sostituzione), di risoluzione delle congestioni a programma e di bilanciamento, con remunerazione in energia secondo regole vigenti sul MSD *ex-ante* e MB (regola di prezzo di tipo “*pay-as-bid*”).
- Unità di Produzione Integrate (UPI) ai sensi della deliberazione n. 402/2018/R/eel [297], per la partecipazione di UP rilevanti integrate con SdA ai fini della fornitura del servizio di regolazione primaria di frequenza, con remunerazione facoltativa secondo regole vigenti (trattamento economico della regolazione primaria di frequenza a prezzi amministrati);
- Riserva Ultra-rapida (*Fast Reserve* - FR), introdotta ai sensi della deliberazione n. 200/2020/R/eel [98], finalizzato alla fornitura di un servizio di regolazione primaria di frequenza ultra-veloce, con doppia remunerazione (una componente fissa, per la disponibilità della potenza regolante, e una componente variabile, in

⁷ Il progetto UVAM è stato rivisto con le deliberazioni n. 153/2020/R/eel [347] (inclusione nelle UVAM anche dei centri di consumo con potenza inferiore a 55 kW) e n. 70/2021/R/eel [346] (introduzione dei test di affidabilità senza preavviso, ridefinizione delle modalità di selezione delle risorse contrattualizzate a termine). Inoltre, si osserva che nel progetto UVAM sono confluiti i precedenti progetti UVAC e UVAP.

energia, per l'attivazione della stessa; la remunerazione fissa, espressa in k€/MW/anno, è riferita al prezzo di vincita nell'asta di assegnazione della capacità stessa; l'asta è a prezzo decrescente a partire da un *price cap*; la remunerazione in energia è riferita, invece, al prezzo dell'energia scambiata su MGP);

- Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN) ai sensi della deliberazione n. 300/2017/R/eel [291], caratterizzate dalla presenza di UP rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o non rilevanti ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale; in questo caso, non è stato identificato un progetto pilota specifico, ma solo un'estensione della partecipazione al servizio di regolazione di tensione da parte di impianti non già abilitati, ovvero:
 - approvvigionamento, secondo procedura concorsuale, di disponibilità a termine di risorse per la regolazione di tensione in nodi elettrici a 380/220 kV nell'area di Brindisi, ai sensi della deliberazione n. 675/2018/R/eel [298];
 - in accordo con il Regolamento (UE) 2016/631 – c.d. *Requirements for Generators* (RfG) [299], - partecipazione al servizio di regolazione di tensione, secondo la deliberazione n. 321/2021/R/EEL [300], anche da parte di impianti esistenti di generazione *inverter-based* in specifiche porzioni di rete di trasmissione identificate da Terna;
- Coordinamento TSO-DSO ai sensi della deliberazione n. 484/2023/R/EEL [301], per la sperimentazione di un meccanismo di approvvigionamento di servizi di flessibilità globali tramite risorse distribuite, tenuto conto dei vincoli di rete locali espressi dal DSO in modo dinamico e a garanzia dell'esercizio coordinato e in sicurezza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia.

Infine, con deliberazione n. 352/2021/R/eel [302] è stata predisposta la sperimentazione di soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento di servizi necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione. Con meccanismo simile a quello adottato per i servizi "ancillari" globali nell'ambito della deliberazione n. 300/2017/R/eel [291], tale sperimentazione prevede l'identificazione di progetti pilota predisposti dalle imprese distributrici (DSO); in tal senso si inserisce per esempio il progetto pilota Edge proposto da e-distribuzione e approvato con deliberazione n.

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

365/2023/R/EEL [303] come pure i progetti pilota Mindflex di Unareti e Romeflex di Areti.

8.2.3

Introduzione della risoluzione al quarto d'ora e dei prezzi di acquisto zonali nei mercati dell'energia

A seguito dell'approvazione, con la deliberazione n. 345/2023/R/EEL [276] dell'Autorità regolatoria (ARERA), del nuovo testo di disciplina del dispacciamento elettrico (c.d. Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico - TIDE), l'Autorità stessa ha disposto che tutti i soggetti coinvolti (GME e TERNA in primis) *“attuino quanto di rispettiva competenza, affinché il TIDE possa avere effetti dal 1° gennaio 2025”*.

Per quanto è di competenza del GME, tali disposizioni rendono necessario un adeguamento delle regole che disciplinano il funzionamento del mercato elettrico, secondo quanto contenuto nel nuovo Testo Integrato della disciplina del Mercato Elettrico (Disciplina ME), e di quelle relative alla Piattaforma dei Conti Energia (PCE), secondo quanto contenuto nel Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia (Regolamento PCE) e nelle diverse Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF).

In aggiunta, in sede di implementazione delle disposizioni ARERA per gli aspetti direttamente conseguenti all'attuazione del TIDE, il GME intende sottoporre a un processo di armonizzazione alcune regole di funzionamento del mercato elettrico italiano, allineando così sempre più il mercato italiano con gli altri mercati europei, ma sempre nel rispetto delle specificità del mercato nazionale. In particolare, il GME è tenuto ad attuare alcune disposizioni ai sensi dell'art. 13 del Dlgs 210/21⁸ [282] (attuazione della Direttiva UE 2019/944 [283], su nuove disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del Regolamento 2019/943 [290]) [282]. Più precisamente, l'art. 13 specifica l'introduzione di condizioni e criteri per l'applicazione ai clienti finali, a decorrere dal 1°

⁸ Decreto Legislativo n. 210, dell'8 novembre 2021: *“Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE”*.

gennaio 2025, di prezzi zonal (invece dell'attuale PUN) definiti in base agli andamenti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Il Dlgs 210/21 recepisce anche quanto indicato nell'art. 8 del Regolamento 2019/943 [290] che dispone che i gestori designati del mercato elettrico (*Nominated Electricity Market Operator* - NEMO⁹) offrano ai partecipanti al mercato la possibilità di negoziazione ad intervalli di tempo brevi, almeno quanto il periodo di regolazione degli sbilanciamenti (c.d. *Imbalance Settlement Period* - ISP, fissato a 15 minuti¹⁰), sia nel mercato del giorno prima che in quello infragiornaliero.

8.2.4

Il mercato della capacità

Nell'ambito del contesto di evoluzione dei mercati energetici, occorre ricordare che già nel 2003 il Decreto Legislativo n. 379/03¹¹ [304] dava disposizioni circa l'istituzione di un nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica, indicato come "mercato della capacità", ossia un sistema di scambio della disponibilità di potenza capace di assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva per garantire la copertura della domanda nazionale e dei necessari margini di riserva¹². Tale mercato, detto altrimenti *Capacity Market*, è stato effettivamente istituito nel 2019, con approvazione

⁹ La figura di NEMO (*Nominated Electricity Market Operator*), ossia di gestore designato dall'Autorità competente per espletare mansioni relative al coupling unico del giorno prima o al coupling unico infragiornaliero, è stata introdotta con il Regolamento UE 2015/1222 (CACM) entrato in vigore il 14 agosto 2015. In Italia la designazione a NEMO del GME, come atto formale da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, è avvenuta a valle del Parere favorevole n. 414/2015/1/EEL espresso dall'Autorità regolatoria (ARERA).

¹⁰ L'*Imbalance Settlement Period* (ISP) di 15 minuti è introdotto ai sensi dell'articolo 53(1) del Regolamento (UE) 2017/2195 (c.d. *Regolamento Balancing*): "entro tre anni dall'entrata in vigore (cioè entro il 18 dicembre 2020), tutti i TSO devono applicare un periodo di settlement degli sbilanciamenti di 15 minuti a tutte le unità di produzione e consumo, oltre ad assicurare che gli estremi temporali dei periodi rilevanti ai fini dei mercati dell'energia coincidano con gli estremi del periodo di settlement degli sbilanciamenti".

¹¹ Si tratta del decreto legislativo n. 379 del 19 dicembre 2003 "Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica" (Gazzetta Ufficiale n. 14 del 19 gennaio 2004).

¹² Adeguatezza di un sistema elettrico. L'adeguatezza consiste nell'assicurare che la capacità produttiva disponibile, comprese le importazioni e gli accumuli, sia sufficiente a soddisfare la domanda di energia richiesta in ogni ora e in ogni zona del paese [344].

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

della proposta di Disciplina ai sensi del Decreto MiSE del 28 giugno 2019¹³ [305]; tale nuovo mercato si aggiungeva ai mercati già operativi dell'energia e dei servizi di dispacciamento. Il nuovo mercato veniva inteso come sistema basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti e non discriminatori, non distorsivi e orientati a minimizzare i costi in bolletta dei consumatori finali. In particolare, l'obiettivo del nuovo sistema è promuovere la realizzazione di nuova capacità di generazione e di mantenere in piena efficienza la capacità esistente, fornendo ai produttori corretti segnali di prezzo di lungo termine; in questo modo è possibile il conseguimento di una tutela dei consumatori dal rischio di prezzi elevati (smorzando, ad esempio, i cosiddetti cicli di *boom-and-bust*¹⁴).

Per poter prendere parte al mercato, gli operatori, siano essi titolari di impianti di produzione o di consumo preesistenti o di nuova costruzione, devono partecipare a un meccanismo ad asta organizzata, gestita e coordinata da Terna. I partecipanti all'asta offrono una determinata quantità di capacità (espressa in MW) che intendono assoggettare al meccanismo per l'intero periodo di consegna. I vincitori dell'asta stipulano un contratto con il gestore Terna (contratto di *reliability option*) e ricevono un compenso in € per ogni MW di potenza resa disponibile nell'intero periodo di consegna. Per quanto riguarda la durata del periodo di consegna i titolari di impianti di nuova costruzione possono contrattualizzare fino a 15 anni (su richiesta del produttore), mentre quelli di impianti già esistenti al massimo 1 anno.

A copertura dell'onere di remunerazione, Terna stessa è tenuta a pubblicare le ore di picco per l'anno di consegna in esame e, in base alla posizione delle ore di picco così identificate, Terna calcola l'energia prelevata dai clienti finali nelle ore di picco e quella nelle ore fuori picco rispettivamente. Successivamente, in accordo con le disposizioni della deliberazione n. 365/2019 [306] sulla determinazione del corrispettivo a copertura dell'onere netto complessivo del mercato della capacità, nelle ore di picco viene allocata una frazione non inferiore al 70% del montante di onere netto stimato (il resto va allocato nelle

13 La fase approvazione finale della Disciplina del nuovo mercato della capacità faceva seguito al nulla osta da parte della Commissione Europea (Decisione C (2019) 4509 del 14 giugno 2019), al Parere positivo dell'Autorità (Parere n. 281/2019 del 27 giugno 2019), oltre che alla verifica di aderenza della proposta di Disciplina stessa al Regolamento n. 2019/943.

14 Ossia quei cicli in cui, a fasi caratterizzate da carenza di capacità di generazione e prezzi elevati sui mercati, si alternano fasi caratterizzate da eccesso di capacità di generazione e prezzi bassi.

ore non di picco); in particolare, per gli anni di consegna 2022 e 2023 tale frazione è stata fissata proprio al 70%. Il calcolo del corrispettivo unitario (espresso in euro/MWh) è dunque determinato, rispettivamente, per le ore di picco e per quelle fuori picco, come rapporto tra la quota di onere netto e la corrispondente quota di energia nell'anno di consegna in esame. Ogni trimestre Terna aggiorna il valore del corrispettivo da applicarsi agli intervalli orari fuori picco per tener conto delle partite economiche riferite ai mesi sino a quel momento consumate. Infine, per ogni mese ad ogni UdD in prelievo è applicato, per ciascuna ora di interesse (picco, fuori picco), il corrispettivo unitario a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità produttiva moltiplicato per l'energia prelevata.

Dal punto di vista del funzionamento il mercato della capacità è organizzato nelle seguenti fasi:

- Asta Madre: si tratta della procedura concorsuale principale in cui viene scambiata la maggior quantità di capacità;
- Asta di Aggiustamento: si tratta della procedura concorsuale finalizzata ad aggiustare gli obiettivi di adeguatezza all'approssimarsi del periodo di consegna (rinegoziazione delle posizioni assunte dai partecipanti);
- Mercato Secondario: si tratta del mercato basato sulla negoziazione continua con cadenza mensile finalizzato a permettere ancora una rinegoziazione delle posizioni assunte dai partecipanti all'asta.

Ad oggi Terna ha organizzato tre aste [307]:

- la prima il 6 novembre 2019 per l'anno di consegna 2022 [308];
- la seconda il 28 novembre 2019 per l'anno di consegna 2023 [309];
- l'ultima il 21 febbraio 2022 per l'anno di consegna 2024 [310].

Gli esiti di tali aste sono riassunti in Tabella 8.1 e in Figura 8.3.

ARERA definisce i parametri economici secondo cui devono svolgersi le procedure concorsuali. In particolare, ARERA determina il premio massimo (CAP) di remunerazione sulla base dei costi fissi di una tecnologia di impianto di riferimento, ossia l'impianto a gas a ciclo combinato (c.d. *Combined-Cycle Gas Turbine* - CCGT) per descrivere la capacità produttiva preesistente e l'impianto turbogas in ciclo aperto (c.d. *Open-Cycle Gas Turbine* - OCGT) per la capacità produttiva di nuova costruzione. A titolo d'esempio, nell'ultima asta effettuata è stato considerato un CAP pari a 70.000 €/MW/anno per

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

la nuova capacità e a 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente.

Ai fini dello svolgimento dell'asta Terna si preoccupa di quantificare l'adeguatezza di sistema di lungo termine utilizzando come indicatore il LOLE (*Loss Of Load Expectation*), ossia una stima del numero di ore annuali in cui si ritiene probabile una disalimentazione del carico dovuta a carenza di capacità produttiva oppure di capacità di transito sulle linee di trasporto (effetto del fenomeno di congestione). Generalmente, un sistema elettrico si considera adeguato se il valore LOLE risulta essere inferiore a 3 ore/anno (livello *target*¹⁵).

TABELLA 8.1

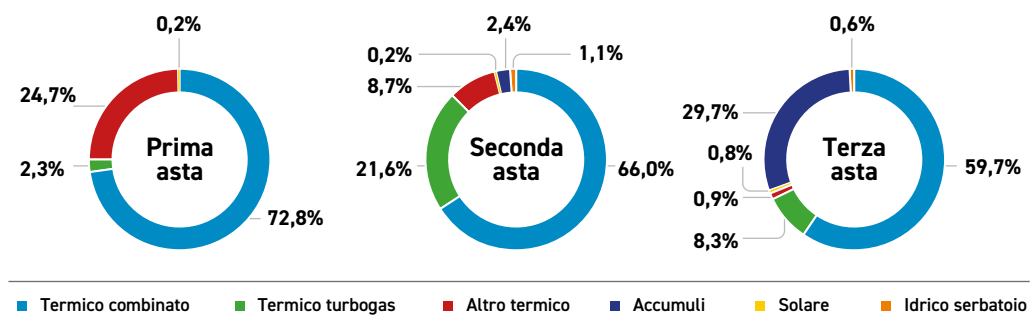
Esiti delle aste del Mercato della Capacità [Fonte: Terna [308] [309] [310]].

	Tipologia	Prima asta			Seconda asta			Terza asta		
		Quantità (MW)	Premio (€/MW/y)	Costo totale (M€)	Quantità (MW)	Premio (€/MW/y)	Costo totale (M€)	Quantità (MW)	Premio (€/MW/y)	Costo totale (M€)
CAPACITÀ NAZIONALE	Esistente	34.800	33.000	1.148,40	35.013	33.000	1.155,43	34.153	33.000	1.127,05
	Nuova	1.800	75.000	135	4.000	75.000	300	3.778	70.000	215,36
CAPACITÀ ESTERA	Nord Centro Sud	4.394	tra 4.400 e 3.449	19,22	4.394	tra 3.999 e 4.949	19,37	3.610	tra 17.010 e 33.000	116,91
	Totale	4.0994		1.302,62	4.3407		1.474,80	43.815		1.459,32

¹⁵ Facendo seguito alle disposizioni dell'Autorità regolatoria (ARERA) con deliberazione n. 370/2021 [351] circa la predisposizione di una proposta sullo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano ai sensi dell'art. 25.2 del Regolamento (UE) 2019/943, con il Decreto Ministeriale del 28/10/2021 il MiTE ha definito il valore massimo di LOLE pari a 3 h/anno [344].

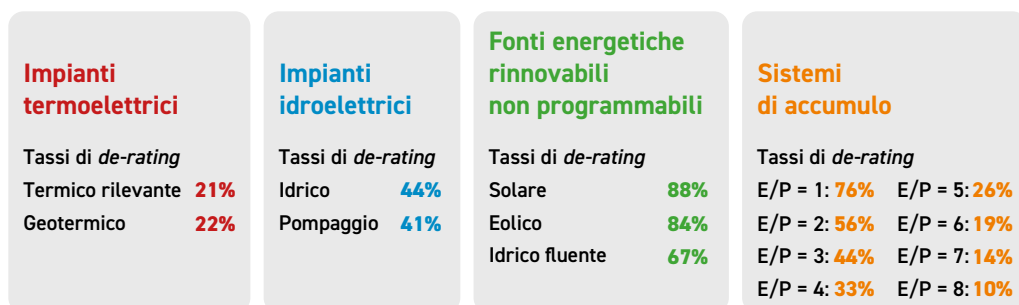
FIGURA 8.3

CDP nuova assegnata nelle aste [Fonte: Terna [308] [309] [310]].



In sede di offerta della capacità i partecipanti all'asta offrono una capacità in MW, intesa come Capacità Disponibile in Probabilità (CDP). In pratica, la CDP rappresenta la capacità installata e qualificata, al netto di un tasso di *de-rating*, ossia $CDP = \text{potenza installata} \times (1 - \text{tasso di } de\text{-rating})$. Il tasso di *de-rating* varia in relazione al tipo di tecnologia considerata ed è calcolato prima di ogni asta sulla base dei dati storici e dà conto della probabilità di avere tale capacità disponibile nelle ore di picco. A titolo di esempio, nella Figura 8.4 sono riportati i valori di tasso di *de-rating* indicati da Terna per diverse tecnologie di impianto di produzione; in particolare, per gli impianti idroelettrici a bacino (non di pompaggio) si assume un tasso del 44%, mentre per gli impianti di pompaggio del 41%.

FIGURA 8.4

Tasso di *de-rating* per tecnologia di impianto di produzione [Fonte: Terna [311]].

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

Gli impianti selezionati nell'asta stipulano con Terna un contratto di *reliability option* ("opzione di affidabilità"), ossia all'atto della consegna della capacità produttiva i titolari degli impianti (produttori), a fronte dell'ottenimento del premio aggiudicato in asta, devono garantire che tale capacità venga offerta sui mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento per ogni ora del periodo di consegna. Inoltre, tali produttori hanno l'obbligo di restituire a Terna ogni differenza positiva tra i prezzi *spot* ottenuti su tali mercati e un prezzo *strike* predefinito, per cui non avranno alcun incentivo a offrire energia a un prezzo superiore allo *strike price*¹⁶ [312]. Lo *strike price* è pari al costo variabile riconosciuto (*standard*) associato agli impianti di punta (ossia si assume una tecnologia di riferimento di impianto da utilizzare nelle ore di massimo carico) di nuova costruzione, in quanto si ritiene che tali impianti siano caratterizzati dai più bassi costi fissi tra quelli degli impianti che comporrebbero un parco di generazione ottimo in grado di soddisfare la domanda al minimo costo. La tecnologia di riferimento è quella di tipo turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale. Il relativo costo variabile *standard* è, a sua volta, definito come una somma di diverse componenti: costo del combustibile (materia prima: gas naturale), costo delle quote di emissione di CO₂ scambiate nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme (ETS)*, costo dei vari accorgimenti atti a ridurre l'inquinamento ambientale, ad aumentare le prestazioni, ad assicurare la stabilità e la sicurezza di funzionamento dell'impianto (utilizzo di additivi e catalizzatori; trattamento dei residui della combustione e trattamento/smaltimento dei rifiuti, ecc.), costo delle ecotasse, costo a copertura degli oneri di dispacciamento e costo a copertura di altri oneri e rischi [313].

Il meccanismo di restituzione dell'eccedenza è stato introdotto con lo scopo di evitare *extraprofitti* derivanti da prezzi elevati nei mercati *spot*, che andrebbero a sommarsi al premio fisso ottenuto in esito all'asta del mercato della capacità. In particolare, poiché il mercato della capacità è concepito per coprire la domanda elettrica anche in condizioni di potenziale criticità (adeguatezza del sistema in corrispondenza delle punte di carico), lo *strike price* è definito anche come tetto implicito ai prezzi che i mercati dell'energia e dei servizi potranno esprimere nei prossimi anni.

¹⁶ La deliberazione ARG/elt 98/11 e s.m.i. del 21 luglio 2011 [312] definisce il prezzo *spot* e lo *strike price* come "prezzo di riferimento" e "prezzo di esercizio".

8.2.5

Piattaforme europee di scambio delle risorse di bilanciamento

Tradizionalmente i servizi di riserva di potenza attiva impiegati dai TSO europei per il controllo del sistema elettrico sono approvvigionati in parte o in toto su piattaforme di scambio nazionale o regionale, denominate Mercati dei Servizi di Bilanciamento (*Balancing Market*). In pratica, a seguito del superamento del regime di monopolio nazionale con l'avvio del processo di liberalizzazione dell'intera filiera del settore elettrico, la capacità produttiva risulta di pertinenza di molti operatori/proprietari di impianto ed è messa a disposizione, secondo regole di mercato, dei richiedenti energia elettrica (consumatori) per soddisfare il loro fabbisogno, da una parte, e, dall'altra, del gestore di rete di trasmissione, per assicurare un funzionamento stabile e sicuro dell'intero sistema (in questo caso la messa a disposizione della capacità produttiva è intesa come servizio "ancillare" fornito al gestore di rete di trasmissione); tuttavia, il TSO approvvigiona direttamente le proprie risorse per la regolazione del sistema sostanzialmente all'interno della propria area di pertinenza (solo in caso di necessità vi è un mutuo soccorso tra TSO).

D'altra parte, un obiettivo dell'Unione Europea (UE) è la creazione di un mercato unico interno del sistema energetico secondo il principio di condivisione e godimento comune dei benefici derivanti dall'utilizzo di tutte le risorse scambiate, abbattendo così le distanze e le barriere fra i Paesi Membri, oltre che incrementando la collaborazione fra i Paesi Membri e quelli non-Membri (aree confinanti costituite da Paesi esterni al sistema comunitario). In quest'ottica di unificazione e liberalizzazione del sistema energetico, la UE ha dato così una spinta alla trasformazione del settore elettrico con le disposizioni contenute nel "Regolamento elettrico" europeo (Regulation (EC) No. 714/2009 [314]); tali disposizioni, riguardanti le condizioni di accesso alla rete di trasmissione e di scambio transfrontaliero della *commodity* energia elettrica (c.d. *Cross-Border Exchanges*), hanno trovato una prima implementazione nella stesura di regole tecniche di conduzione coordinata del sistema interconnesso europeo da parte dei gestori di rete di trasmissione (c.d. ENTSO-E Network Code [315]). Più precisamente, con le disposizioni contenute nel *Network Code on Electricity Balancing* (c.d. Regolamento *Balancing* [286]) si è avviato il processo di implementazione, a livello UE, di un mercato comune interno di scambio anche dei servizi di bilanciamento (c.d. *European Target Market design for balancing*), dando così luogo alle "piattaforme comuni di scambio e di condivisione delle risorse di bilanciamento" [316] [317]. Infatti, le disposizioni del regolamento "*Balancing*" fornivano indicazioni sulle modalità di scambio nell'area UE dei servizi di bilanciamento (*Frequency Containment Reserve - FCR, Frequency Restoration Reserve - FRR, Replacement Reserve - RR*)

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

e sulle modalità di utilizzo degli stessi. In particolare, la fase implementativa del mercato comune dei servizi di bilanciamento riteneva di fondamentale importanza un approvvigionamento ed un'attivazione secondo un criterio di *merit order*, tenuto conto delle specificità regionali di alcuni mercati e dei diversi modelli di gestione del sistema da parte dei TSO.

Facendo seguito, quindi, alle disposizioni degli artt. 19, 20, 21 del *Regulation (EC) 2017/2195* [286], nel sistema europeo comunitario il bilanciamento dell'energia elettrica deve avvenire principalmente tramite i prodotti standard scambiati su piattaforme di bilanciamento quali:

- piattaforma PICASSO (dal progetto *Platform for the International Co-ordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*), dal 22 giugno 2022 per lo scambio della risorsa aFRR (*automatic Frequency Restoration Reserve* [318]), assimilabile all'attuale riserva secondaria identificata da Terna nel proprio Codice di rete;
- piattaforma MARI (dal progetto *Manually Activated Reserves Initiative* [319]), dal 5 ottobre 2022 per lo scambio della risorsa mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve*), corrispondente alla riserva terziaria pronta e rotante identificate da Terna nel proprio Codice di rete;
- piattaforma TERRE (dal progetto *Trans European Replacement Reserves Exchange* [320]), dal 29 settembre 2020 per lo scambio della RR (*Replacement Reserve*), corrispondente alla riserva terziaria di sostituzione identificata da Terna nel proprio Codice di rete.

Facendo seguito, quindi, alle disposizioni degli artt. 19, 20, 21 del *Regulation (EC) 2017/2195* [286] per la creazione di piattaforme europee comuni per lo scambio di energia di bilanciamento, dal 2021 anche il gestore di rete nazionale (Terna) si avvale delle piattaforme europee per l'approvvigionamento delle risorse di bilanciamento RR¹⁷ (13 gennaio 2021) [321] e aFRR¹⁸ (19 luglio 2023) [322] [323] [324].

¹⁷ L'accesso a tale piattaforma fa seguito all'approvazione da parte dell'Autorità regolatoria ARERA del "Quadro di attuazione" elaborato da Terna (deliberazione n. 8/2019/R/EEL del 15 gennaio 2019 [356]) e delle "Regole per il coordinamento tra MSD e la piattaforma RR" (deliberazione n. 535/2018/R/EEL del 23 ottobre 2018 [350], 344/2020/R/EEL del 22 settembre 2020 [345]). Le offerte riferite alla piattaforma RR possono essere presentate fino ad H-55 minuti.

¹⁸ L'accesso a tale piattaforma fa seguito all'approvazione da parte di ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) del "Quadro di attuazione" elaborato dai TSO europei (Decision No. 02/2020 del 24 gennaio 2024 [342] [343] [341]) e delle "Regole per il coordinamento tra MSD e la piattaforma aFRR" (deliberazione n. 115/2023/R/EEL del 21 marzo 2023 [353]).

8.3

**MECCANISMO DI APPROVVIGIONAMENTO
A TERMINE DI NUOVA CAPACITÀ DI STOCCAGGIO
ELETTRICO**

8.3.1

Contesto normativo

Un sistema elettrico è dotato di capacità di stoccaggio di energia quando opportuni componenti di rete possono essere impiegati per un differimento dell'utilizzo finale di una quantità di energia a un momento successivo alla sua generazione; tale differimento, ovvero lo stoccaggio, può anche essere attuato sotto forma di un altro vettore energetico¹⁹, diverso da quello elettrico.

L'architettura attuale del mercato elettrico, costituita da un mercato dell'energia e dei servizi (Sezione 8.1) e da un mercato della capacità (Sottosezione 8.2.4) assicura un funzionamento del sistema elettrico in condizioni di efficienza sia nel breve sia nel lungo termine; in particolare, in presenza di un parco di generazione quasi totalmente costituito da impianti di produzione di grossa taglia di tipo termoelettrico e idroelettrico, la programmazione dei livelli di immissione di energia in rete è facilmente controllabile (gli stessi impianti di produzione e pompaggio, realizzati a suo tempo come supporto alla generazione delle unità termonucleari, sono programmati e asserviti principalmente al soddisfacimento della domanda nazionale di energia nelle ore di punta di carico oppure nelle ore critiche di raccordo delle rampe di carico). In pratica, in tali condizioni il sistema elettrico non presenta particolari necessità di ulteriore stoccaggio di energia.

Tuttavia, la recente introduzione massiccia, nel *mix* produttivo nazionale, di impianti di generazione che sfruttano le FRNP, in particolare impianti FV ed eolici, introduce problemi di soddisfacimento della domanda e aggrava alcune criticità di funzionamento del sistema elettrico. Ad esempio, in momenti di *deficit* di generazione da FRNP occorre avere a disposizione impianti convenzionali programmabili da poter chiamare in servizio per coprire la domanda, il che può comportare un aumento dei prezzi sul mercato dell'energia,

19 Si vedano le definizioni di componenti di rete pienamente integrate e di stoccaggio nel Dlgs. n. 210 del 8 novembre 2021 [282] di attuazione della nuova direttiva UE sul mercato interno dell'energia elettrica, la Direttiva UE 2019/944 del 5 giugno 2019 (c.d. "Direttiva elettrica") [283].

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

soprattutto in presenza di impianti termoelettrici quali quelli a gas; inoltre, ai fini del mantenimento in sicurezza del sistema, la volatilità delle FRNP può rendere necessari l'approvvigionamento e/o l'attivazione di maggiori e più prestanti risorse di bilanciamento, con conseguenti maggiori costi di dispacciamento. L'aumento dei prezzi sul mercato dell'energia e su quello dei servizi si riflette direttamente sulla bolletta del cliente finale (utente in prelievo). Inoltre, si assiste anche a forti fluttuazioni dei prezzi stessi, non solo al rialzo ma anche al ribasso (prezzi tendenti a zero), come accade nei momenti di *surplus* di generazione da FRNP. In tale situazione di partecipazione ai mercati, gli operatori/investitori non vedono più adeguati segnali di mercato per orientare i loro investimenti.

Stanti gli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione del sistema elettrico che sono stati fissati a livello nazionale e nell'ambito della UE, le criticità introdotte dalla generazione rinnovabile non programmabile tenderanno a essere ulteriormente amplificate; inoltre, si prevede un acuirsi del fenomeno dell'eccesso di generazione da FRNP (c.d. sovrapproduzione od *over generation*) che, se si presentasse in forma massiccia, potrebbe diventare un problema di gestione del sistema.

Allo scopo di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione nel rispetto della sicurezza e dell'adeguatezza del sistema elettrico, occorre un maggiore coordinamento tra le scelte di investimento in capacità di produzione, di stoccaggio e di trasmissione. Una possibile strategia è l'introduzione di un meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità produttiva che, a differenza di un sistema di scambio dei prodotti energetici incentrato sui mercati a pronti, dovrebbe fornire opportuni segnali agli investitori, soprattutto quelli che intendono attivarsi per la realizzazione di impianti che richiedono un elevato investimento iniziale, come può risultare, ad esempio, per gli impianti di stoccaggio.

Pertanto, ai sensi dell'art. 18 del D.lgs. 210/2021 [282] il Legislatore italiano ha disposto l'introduzione nell'architettura del mercato elettrico italiano di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità.

In particolare, il nuovo meccanismo a termine deve essere implementato secondo i seguenti criteri:

- l'Autorità definisce i criteri e le condizioni sulla base dei quali deve essere definita la disciplina del sistema di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio;

- sulla base di tali criteri e condizioni il gestore di rete di trasmissione nazionale (Terna) elabora una proposta di disciplina del sistema di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio (tale proposta è presentata al Ministero di competenza per la successiva approvazione);
- il contenuto della proposta di disciplina deve essere basato su aste concorrenziali, trasparenti e non discriminatorie, svolte dal gestore di rete Terna;
- la proposta di disciplina deve essere fondata sui principi generali di minimizzazione degli oneri, per i clienti finali, di approvvigionamento di capacità di stoccaggio di nuova realizzazione (secondo aste periodiche e contingenti di capacità), rispettando criteri di neutralità tecnologica (oltre che i requisiti tecnici definiti da Terna e le esigenze di sicurezza del sistema elettrico);
- in esito di aggiudicazione delle aste con rilascio di apposite garanzie, ai titolari di capacità di stoccaggio è riconosciuto il diritto a ricevere una remunerazione annua per l'intero orizzonte di consegna (a fronte dell'obbligo di rendere disponibile detta capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi);
- ai fini dello svolgimento delle aste, il gestore di rete Terna, in coordinamento con i gestori di rete di distribuzione locali, elabora e presenta al Ministero di competenza una proposta di progressione temporale del fabbisogno della capacità di stoccaggio, articolata su base geografica e sotto il profilo del tipo di accumulo in relazione al tipo di funzione cui si riferisce il fabbisogno (in particolare, il fabbisogno di capacità di stoccaggio deve essere finalizzato a un utilizzo ottimo della generazione da FRNP, a una maggiore integrazione dei mercati elettrici e a una maggiore flessibilità di funzionamento del sistema) e tenuto conto dei fabbisogni di capacità di stoccaggio già individuati nel PNIEC, della distribuzione geografica delle richieste di connessione di nuova capacità produttiva da FRNP, degli sviluppi di rete che si intende effettuare e delle esigenze di servizi di regolazione necessari al sistema.

Per quanto riguarda la definizione dei criteri e delle condizioni della disciplina di approvvigionamento l'Autorità stabilisce:

- i criteri di assegnazione della capacità di stoccaggio;
- le modalità di copertura dei costi di approvvigionamento da parte del gestore di rete Terna;
- in caso di mancata assegnazione oppure di assegnazione solo

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

parziale della capacità necessaria, le condizioni e le modalità di sviluppo della capacità di stoccaggio da parte direttamente del gestore di rete Terna (in ogni caso Terna non potrà gestire la capacità di stoccaggio);

- le condizioni di messa a disposizione della capacità di stoccaggio al mercato dell'energia (compresi i criteri e le condizioni di organizzazione di un'apposita piattaforma di scambio dei prodotti di *time shifting* gestita dal GME);
- le modalità di offerta sul mercato a pronti della capacità di stoccaggio da parte degli operatori (compresa un'attività di monitoraggio).

Pertanto, il nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico si innesta in un contesto in evoluzione, caratterizzato dal subentro di un nuovo impianto regolatorio di base del servizio di dispacciamento, il TIDE (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico), che incorpora la disciplina già vigente (deliberazione n. 111/06 e s.m.i., Allegato A [280]) e riporta gli elementi innovativi della riforma del dispacciamento, come è stato ampiamente descritto nel documento posto in consultazione nel dicembre 2022 da ARERA (Documento di consultazione n. 685/2022/R/eel [289]) e poi posto ad approvazione con la deliberazione n. 345/2023/R/eel [276].

8.3.2

Schema del sistema di approvvigionamento a termine dello stoccaggio elettrico

Con deliberazione n. 247/2023/R/eel [47] l'Autorità ha approvato i "*Criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico*". Il nuovo meccanismo delineato dall'Autorità contiene, in estrema sintesi, le seguenti specifiche:

- Terna organizza delle procedure concorsuali (aste) al fine di approvvigionare le necessarie capacità di stoccaggio elettrico;
- nell'ambito delle procedure concorsuali, la valorizzazione delle offerte selezionate è basata sul meccanismo dell'asta discriminatoria (c.d. *pay-as-bid*) in modo tale da tenere conto della potenziale disomogeneità tecnologica delle proposte di progetto;
- in esito alle procedure concorsuali Terna stipula con gli assegnatari (vincitori dell'asta) dei contratti definiti su basi *standard* (c.d.

contratto *standard*) e che tengono conto anche delle diverse caratteristiche della specifica tecnologia utilizzata per lo stoccaggio (es. accumulo elettrochimico, accumulo idraulico ecc.);

- una volta realizzato l'impianto, gli assegnatari dei contratti hanno l'obbligo di messa a disposizione della capacità di stoccaggio agli operatori di mercato per lo scambio di prodotti energetici sul mercato dell'energia e al gestore di rete Terna per un impiego della risorsa sul mercato dei servizi;
- in sede di collocamento della capacità di stoccaggio sul mercato, il GME organizza delle aste in cui gli operatori di mercato possono acquistare quote di capacità di stoccaggio sotto forma di prodotti di *time shifting*;
- ogni prodotto di *time shifting* è costruito, su base zonale, tenendo conto delle caratteristiche tecniche degli impianti di stoccaggio (criterio di *pooling* tecnologico delle risorse contrattualizzate);
- in sede di utilizzo della capacità di stoccaggio come risulta dalla contrattazione sul mercato dell'energia, per ciascun prodotto di *time shifting* Terna definisce, con apposito algoritmo, il programma di movimentazione da attribuire a ciascun impianto di stoccaggio;
- in sede di collocamento della capacità di stoccaggio sul mercato dei servizi (MSD), la messa a disposizione della capacità di stoccaggio è riservata ai titolari di impianto di stoccaggio (in veste di *Balancing Service Provider* - BSP) tramite offerte a Terna sul MSD ma a prezzi amministrati.

In particolare, in sede di offerta della capacità di stoccaggio sul MSD, agli operatori BSP è data facoltà di presentare liberamente offerte all'interno di un *range* di prezzo caratterizzato da un prezzo massimo a salire e un prezzo minimo a scendere; inoltre, agli operatori BSP è data la possibilità di trattenere una parte dei margini ottenuti sul MSD (inclusi i margini ottenuti dalle contrattazioni chiuse sulle piattaforme europee di negoziazione di risorse di dispacciamento), con la previsione che il resto del margine sia restituito a Terna come contributo alla riduzione dell'onere netto associato al meccanismo.

In presenza di tecnologie di stoccaggio molto differenziate, il gestore di rete Terna è tenuto a definire dei contratti *standard* rispondenti alle specifiche caratteristiche tecniche di ciascuna tecnologia potendo così riservare la partecipazione all'asta in base alla tipologia di contratto *standard* sottostante.

La copertura dell'onere netto derivante dalla compravendita a termine di capacità di stoccaggio è assicurata da un corrispettivo applica-

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

to agli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione dell'energia elettrica prelevata (secondo le stesse modalità di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento di cui all'art. 24 del Testo Integrato *Settlement* - TIS e nelle more di eventuali revisioni di tali modalità a seguito dell'adozione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico - TIDE).

Infine, in presenza di contratto *standard* relativo a una capacità contrattualizzata caratterizzata da vita utile superiore al periodo di consegna, Terna può ridefinire, con congruo anticipo rispetto alla scadenza del contratto in essere, un'estensione del periodo di applicazione degli obblighi contrattuali e una revisione del premio in funzione del grado di ammortamento e delle esigenze di manutenzione straordinaria dell'impianto, al fine di garantire al sistema, previo accordo fra le parti, di continuare a usufruire della risorsa approvvigionata.

A copertura dell'onere di remunerazione, con deliberazione n. 247/2023/R/eel [47] l'Autorità regolatoria prevede che il corrispettivo a copertura dell'onere netto derivante dal sistema MACSE sia applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione dell'energia elettrica prelevata.

8.3.3

Schema di funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine dello stoccaggio elettrico

8.3.3.1

Disciplina MACSE (in consultazione)

Sulla base dei criteri e delle condizioni delineati nel documento approvato con deliberazione n. 247/2023/R/Eel del 6 giugno 2023 [47], il gestore di rete Terna ha provveduto a elaborare una proposta di disciplina di funzionamento del sistema di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico, MACSE); tale documento è stato posto in consultazione in data 31 ottobre 2023 con termine della consultazione a fine novembre [325].

La proposta di disciplina contiene le regole generali applicate ai sistemi di stoccaggio oggetto di contrattazione a termine.

Unitamente alla proposta di disciplina, Terna ha posto in consultazione anche il modello di contratto *standard* (contenente le clausole su fatturazione/pagamenti di corrispettivi/penali, forza maggiore, cessione del contratto, risoluzione espressa) e le modalità di definizione dei contratti di *time shifting*.

Al termine della consultazione Terna provvederà a inviare la pro-

posta di disciplina al Ministero competente (MASE) per l'approvazione sia da parte del Ministero stesso sia della Commissione Europea.

8.3.3.2

Iter di partecipazione alla procedura d'asta

Una volta ottenuta l'approvazione della disciplina MACSE, Terna comunicherà le date delle aste (da svolgersi almeno 180 giorni dopo la comunicazione); inoltre, con 6 mesi di anticipo rispetto alla data di esecuzione della prima asta Terna pubblicherà il documento "Fabbisogni" sui fabbisogni di stoccaggio e sul contingente assegnabile di stoccaggio, e il documento "Relazione Tecnica" contenente le informazioni sui parametri tecnici delle diverse tecnologie di riferimento, le ore di indisponibilità e i coefficienti di valorizzazione della extra-potenza.

L'operatore che desidera partecipare alla procedura concorsuale è tenuto a inviare al gestore di rete di trasmissione Terna, con anticipo di almeno 120 giorni rispetto alla data di svolgimento dell'asta, la documentazione necessaria per la richiesta di ammissione al MACSE. Inoltre, almeno 40 giorni prima dell'avvio dell'asta il partecipante è tenuto a inserire tutti i dati relativi alla proposta di impianto di stoccaggio che intende qualificare (autorizzazioni, concessioni, piani di progetto ecc.), in maniera tale che, almeno 15 giorni prima dell'avvio dell'asta, il partecipante stesso possa ricevere da Terna il valore della capacità qualificata di stoccaggio. In particolare, il partecipante all'asta deve indicare almeno la denominazione dell'impianto (come riportata nelle autorizzazioni e nelle concessioni), la localizzazione dell'impianto (area in cui il sistema di stoccaggio sarà realizzato), la tecnologia, la potenza massima e minima, la massima energia accumulabile e il rendimento di carica-scarica.

8.3.3.3

Tipologie di impianto

Sono abilitati a presentare a Terna l'iter di qualifica al MACSE le seguenti tipologie di impianto.

Impianti di nuova costruzione. Si tratta di sistemi di stoccaggio nuovi per i quali il partecipante all'asta sia già in possesso, al momento della richiesta di qualifica, delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio e, per gli impianti di generazione e pompaggio, anche delle concessioni per l'uso dell'acqua. L'iter di qualifica per la partecipazione al MACSE è esteso a tutte le proposte di impianto indipendentemente dal livello di tensione del punto di connessione alla rete, fermo restando che la capacità di stoccaggio deve essere poi abilitata e resa disponibile sul MSD.

Impianti esistenti oggetto di conversione. Si tratta di impianti idroe-

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

lettrici esistenti da riconvertire in impianti di pompaggio e impianti di generazione e pompaggio da potenziare, purché tali impianti siano in possesso delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio e delle concessioni in corso di validità per l'uso dell'acqua. La procedura di riconversione dell'impianto prevede almeno l'installazione del sistema di sollevamento acqua (oltre, se necessario, alla realizzazione o all'ampliamento delle opere idrauliche appartenenti all'impianto), mentre quella di potenziamento prevede la costruzione o l'ampliamento delle opere idrauliche appartenenti all'impianto (ed, eventualmente, anche la sostituzione dei gruppi turbina-alternatore costituenti l'impianto stesso, l'installazione o la sostituzione del sistema di sollevamento acqua) con un incremento, rispetto alla configurazione iniziale, di almeno il 15% dell'energia massima accumulabile, della potenza in immissione e/o della potenza in prelievo (in valore assoluto). Per i sistemi di stoccaggio in procedura di riconversione o potenziamento, il partecipante deve inviare un piano di progetto che descriva nel dettaglio le attività associate all'intervento che giustifichino le differenze in termini di energia massima accumulabile, potenza minima e massima pre e post-intervento.

Impianti nuovi non di riferimento. Si tratta di sistemi di stoccaggio che non appartengono a nessuna delle tecnologie di riferimento identificate dal gestore di rete Terna. In questo caso il partecipante deve indicare la specifica tecnologia di appartenenza, fornendo anche la documentazione tecnica che ne illustra il funzionamento in maniera tale che il sistema di stoccaggio rispetti gli stessi requisiti della tecnologia di riferimento caratterizzata dal periodo di pianificazione più breve.

Ulteriori requisiti. In sede di presentazione della procedura di iter di qualifica al MACSE, la proposta di impianto di stoccaggio non deve essere inserita nel processo di nomina post-asta del mercato della capacità (tranne nei casi di risoluzione contrattuale per mancato ottenimento dei titoli autorizzativi). Inoltre, l'impianto non deve essere oggetto di un contratto in essere all'interno del Progetto Pilota Riserva Ultra-Rapida (tranne nei casi di risoluzione contrattuale prima dell'avvio del servizio). Nel caso di un impianto in regime di incentivazione, il proponente della proposta di impianto deve dichiarare una rinuncia, per l'intera durata del periodo di consegna, a qualsiasi forma di incentivazione. Limitatamente ai sistemi di stoccaggio sotto procedura di riconversione o potenziamento, l'impianto in esame non deve essere soggetto a provvedimenti di dismissione approvati dalle competenti autorità. Infine, il proponente può sottoporre a procedura di qualifica la massima energia accumulabile dall'impianto

nel caso di impianto nuovo oppure il massimo incremento di energia accumulabile nel caso di impianto potenziato.

8.3.3.4

Procedura d'asta

In base alla proposta di disciplina posta in consultazione, Terna prevede di poter svolgere una prima procedura d'asta distinta in:

- una procedura d'asta dedicata ai sistemi di stoccaggio di tipo elettrochimico (batterie agli ioni di litio) che, in relazione alle tempistiche realizzative (tipicamente 2-3 anni) e alla vita utile (tipicamente 12-14 anni) dell'impianto, è denominata "asta breve".
- una procedura d'asta, denominata anche come "asta lunga", dedicata ai sistemi di stoccaggio caratterizzati da tempi realizzativi (tipicamente 5-7 anni) e vita utile (maggiore di 30 anni) più lunghi, quali gli impianti di generazione e pompaggio.

La procedura d'asta prevede lo svolgimento di aste a singola sessione.

In fase di selezione delle offerte Terna effettua una selezione tramite un apposito algoritmo. Inoltre, con riferimento all'asta breve e in presenza di tecnologie diverse da quelle di riferimento, l'algoritmo di selezione opera tenendo conto del fatto che, in ciascuna area di assegnazione, la quantità assegnata alle tecnologie diverse da quelle di riferimento non può superare il 10% della quantità complessivamente assegnata nell'area di assegnazione stessa.

La taglia minima dell'offerta per la partecipazione all'asta è di 1 MWh.

I partecipanti all'asta selezionati ricevono da Terna un premio fisso mensile per tutto il periodo di consegna; inoltre, per i sistemi di accumulo elettrochimico il periodo di consegna è fissato a 12-14 anni, mentre per i sistemi di accumulo di tipo idraulico al massimo a 30 anni.

8.3.3.5

Parametri di impianto

8.3.3.5.1

Rendimento di carica/scarica

Il gestore di rete Terna determina un rendimento minimo di carica/scarica per l'abilitazione dell'impianto di stoccaggio alla partecipazione all'asta; tale rendimento potrà essere inferiore a quello della tecnologia di riferimento ed essere opportunamente valorizzato nell'algoritmo di selezione in fase di qualifica. Inoltre, tale rendimento potrà essere oggetto di verifica ai fini della valutazione della disponibilità di impianto.

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

8.3.3.5.3

Durata target di carica-scarica e coefficienti di *extra-performance*

Il gestore di rete Terna determina i valori di durata *target* di carica/scarica dell'impianto di stoccaggio di riferimento sulla base dell'energia massima accumulabile, della potenza massima e della potenza minima. Tale valore *target* è utilizzato come riferimento in sede di valutazione dell'offerta presentata dal proponente; infatti, il proponente presenta l'offerta d'asta, espressa in keuro/MWh-anno, più anche il dato su durata di carica-scarica dell'impianto.

Dal momento che Terna ammette la possibilità di un regime di carica-scarica diverso da quello *target* (es. 8 ore), Terna stesso determina dei coefficienti di *extra-performance* dell'impianto proposto; tali coefficienti sono distinti per un funzionamento dell'impianto in carica oppure in scarica. Il coefficiente risulta essere premiante (valore inferiore a 1) o penalizzante (valore superiore a 1) rispettivamente se il valore di durata dichiarato dal proponente è inferiore oppure superiore al valore *target*, in quanto Terna richiede di elaborare una quantità assegnata di energia entro la durata *target*. Nel caso di un impianto oggetto di ripotenziamento il coefficiente di *extra-performance* è determinato dagli incrementi di energia accumulabile, di potenza massima (erogazione) e di potenza minima (assorbimento); il coefficiente è ritenuto premiante quando l'incremento riguarda anche la potenza massima e minima, in quanto in tal caso si ha un impatto in termini di riduzione della durata di scarica e carica.

In sede di valutazione dell'offerta d'asta Terna calcola il prodotto tra il prezzo d'offerta (premio offerto) e il prodotto dei coefficienti di *extra-performance* dell'impianto in carica e scarica; ai fini dell'accettazione dell'offerta, la risultante del prodotto deve essere inferiore al valore del premio di riserva fissato dal gestore di rete Terna (altrimenti, Terna riaggiusta l'offerta del proponente in maniera tale da soddisfare la condizione posta sul premio di riserva).

8.3.3.5.3

Coefficienti di *extra-performance* di area

Oltre ai coefficienti di *extra-performance* di impianto, Terna determina anche dei coefficienti relativi alle aree di assegnazione e, quindi, di localizzazione degli impianti di stoccaggio. Il criterio di utilizzo di tali coefficienti è lo stesso visto per i singoli impianti in sede di offerta: il premio offerto è moltiplicato per il coefficiente di area; ai fini della selezione dell'offerta, il risultato è rilevante solamente quando la quantità di stoccaggio totale per area supera il minimo richiesto. Il coefficiente di area fornisce un'indicazione sulla localizzazione dello

stoccaggio e, quindi, indirettamente sul grado di maggiore efficienza ottenuto dal sistema elettrico.

8.3.3.6

Definizione dei fabbisogni di stoccaggio

Terna identifica una progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio, per un intervallo compreso tra il primo anno di consegna di un'asta breve e il primo anno di consegna di un'asta lunga. In particolare, indica un fabbisogno minimo e massimo per area di assegnazione per ogni anno. Terna identifica poi i quantitativi dei contingenti nazionali assegnabili in ciascuna asta sulla base dell'anno di riferimento per la consegna e del tempo di realizzazione dell'impianto di stoccaggio.

Ad esempio, per una progressione temporale compresa tra il 2028 (primo anno di consegna di un'asta breve) e il 2031 (primo anno di consegna di un'asta lunga), si ha che il contingente assegnabile per l'anno 2028 in un'asta breve svolta a fine 2024 è quanto ha un tempo di realizzazione pari a 3 anni, mentre quello assegnabile per il 2031 in un'asta lunga svolta sempre a fine 2024 è quanto ha un tempo di realizzazione pari a 6 anni. In pratica, l'asta breve consente di soddisfare, in ogni anno della progressione temporale (2028, 2029, 2030), tutto o parte del fabbisogno, cosicché all'asta lunga resta da coprire il fabbisogno residuo (a fine 2030) non coperto dall'asta breve, unitamente all'incremento del fabbisogno tra l'ultimo anno di consegna dell'asta breve (2030) e il primo anno di consegna dell'asta lunga stessa (2031).

8.3.3.7

Alcuni elementi contrattuali

8.3.3.7.1

Obblighi dell'assegnatario

Il titolare del contratto di capacità di stoccaggio si assume l'impegno della realizzazione dell'impianto, dell'esecuzione dell'*iter* di pre-qualifica per l'abilitazione alla partecipazione al MSD e della messa a disposizione della capacità per l'intera durata del periodo di consegna contrattualizzato (c.d. Obbligo di disponibilità); la consegna della capacità contrattualizzata è ritenuta assolta quando la consegna è piena nei termini del volume di energia, di potenza massima in erogazione e in assorbimento e di rendimento certificato in sede di pre-qualifica. In vista dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2025 del nuovo Testo Integrato di disciplina del dispacciamento (c.d. TIDE), l'obbligo di disponibilità dell'impianto può essere assolto come singolo impianto di tipo UAS (Unità Abilitata Singolarmente) oppure

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

come parte di un aggregato di sistemi di stoccaggio contrattualizzati a termine di tipo UVAN (Unità Virtuale Abilitata Nodale).

Nel corso del periodo di pianificazione e di realizzazione dell'impianto il titolare può recedere dal contratto con pagamento di un premio (penalità) da versare direttamente al gestore di rete di trasmissione Terna. Il valore del premio è determinato, in maniera proporzionale, in funzione dell'ammontare di capacità non realizzata, del valore di premio di riserva fissato dal gestore di rete di trasmissione in sede d'asta e dell'istante, rispetto alla data di svolgimento dell'asta, di presentazione dell'istanza di rinuncia al contratto. A titolo d'esempio, definito Y_p (espresso in anni) il periodo di pianificazione dell'impianto e p_R il prezzo (espresso in keuro/(MWh · anno)) di riserva per l'asta, il massimo premio C per la mancata consegna del volume di energia E_n è calcolato come prodotto tra Y_p , p_R ed E_n ; in questo modo il premio annuo per l'istanza di recesso è calcolabile come C/Y_p . Inoltre, nel caso di anticipata realizzazione dell'impianto, non è riconosciuta al titolare una ulteriore remunerazione. Durante il periodo di consegna è prevista invece anche un'ulteriore penalità per indisponibilità; tale penalità è applicata quando nel corso di un anno di esercizio il numero di ore di indisponibilità dichiarate dal titolare di impianto risulta maggiore del numero massimo tollerabile (c.d. Livello efficiente di indisponibilità differenziato per tecnologia di riferimento) oppure nel caso di mancata comunicazione dell'indisponibilità entro i termini (5 giorni) di allocazione dei "Contratti giornalieri" del prodotto di *time shifting*; in ogni caso l'ammontare annuo della penale per indisponibilità è non superiore al prodotto tra prezzo di riserva, aumentato del 20%, e la capacità contrattualizzata.

In sede di offerta sul MSD il titolare dell'impianto di stoccaggio è tenuto a offrire, per ciascun intervallo (15 minuti), l'intera capacità nei limiti di prezzo fissati:

- per un servizio a scendere, il prezzo limite giornaliero è fissato al minimo prezzo in vendita osservato sul MGP nella zona di ubicazione dell'impianto nel medesimo giorno, diminuito del 20%;
- per un servizio a salire, il prezzo limite giornaliero è fissato al massimo prezzo in vendita osservato sul MGP nella zona di ubicazione dell'impianto nel medesimo giorno, aumentato del 20% e diviso per il rendimento di carica-scarica dell'impianto di riferimento di appartenenza.

Nel caso di un potenziamento dell'impianto esistente, il titolare

può offrire al meccanismo a termine della capacità di stoccaggio solo una parte dell'intera capacità dell'impianto potendo così offrire la quota residuale sugli altri mercati.

Inoltre, l'assegnatario del contratto di capacità di stoccaggio è tenuto a restituire il 95% del margine positivo ottenuto dalla compravendita di servizi sul MSD e regolare con il gestore di rete di trasmissione il corrispettivo di sbilanciamento.

8.3.3.7.2

Sistema di garanzie

Il gestore di rete di trasmissione Terna svolge il ruolo di controparte centrale e gestisce il sistema delle garanzie costituito da:

- garanzie pre-asta, pari al 10% del prodotto tra la capacità qualificata (in MWh) di ciascun impianto e il premio di riserva dell'asta con periodo di pianificazione più breve tra quelle a cui l'impianto partecipa;
- garanzie post-asta, pari al 15% del prodotto tra la capacità contrattualizzata (in MWh) di ciascun impianto, il premio di riserva dell'asta con periodo di pianificazione più breve tra quelle a cui l'impianto ha partecipato e la durata (in anni) del periodo di pianificazione;
- fondo di garanzia, pari al 15% del prodotto tra la capacità contrattualizzata (in MWh) di ciascun impianto e il premio di riserva dell'asta con periodo di pianificazione più breve tra quelle a cui l'impianto ha partecipato; per tener conto della rivalutazione mensile del premio di riserva, anche il fondo viene rivalutato mensilmente.

Le garanzie vengono alla fine restituite al partecipante all'asta a meno di sue inadempienze.

8.3.3.7.3

Contratti di *time shifting*

La capacità di stoccaggio deve essere resa disponibile al mercato tramite prodotti di tipo *time shifting* che sono definiti dal gestore di rete di trasmissione Terna e che successivamente gli operatori di mercato possono acquistare e contrattualizzare (contratti *standard* di *time shifting*) su una piattaforma gestita dal GME. In particolare, da un lato Terna definisce la capacità totale da allocare come prodotti di *time shifting*, ripartisce la capacità sui singoli impianti di stoccaggio e regola eventuali violazioni dei limiti imposti, tramite il contratto di *time shifting* stesso, all'energia accumulabile; dall'altro, il GME organizza la piattaforma per lo svolgimento delle aste competitive, or-

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

ganizza le aste competitive, organizza il mercato secondario di compravendita dei contratti *standard* di *time shifting* e rende note a Terna eventuali violazioni dei limiti di energia accumulabile.

In particolare, con sufficiente anticipo (10 giorni) rispetto alla data di negoziazione di ciascun contratto di *time shifting* sulla piattaforma del GME, Terna calcola per ciascuna tecnologia di riferimento:

- l'energia totale disponibile, ossia la somma della massima energia accumulabile dei singoli impianti appartenenti alla stessa tecnologia di riferimento per i quali, al momento del calcolo, sia stato assolto l'obbligo di realizzazione;
- la potenza massima e minima disponibili, ossia la somma della potenza massima in immissione e in prelievo dei singoli impianti appartenenti alla stessa tecnologia di riferimento per i quali, al momento del calcolo, sia stato assolto l'obbligo di realizzazione;
- il rendimento di carica-scarica, ossia il rendimento carica-scarica di ciascuna tecnologia di riferimento, posto pari al minore tra i rendimenti individuati per ciascuna Procedura Concorsuale svolta sino al momento del calcolo;
- il numero massimo di cicli carica-scarica, ossia per le sole tecnologie caratterizzate da un numero massimo di cicli carica-scarica, la media del numero massimo di cicli carica-scarica degli stoccaggi che contribuiscono alla definizione di ciascun contratto.

Inoltre, i quantitativi di energia da allocare come prodotto di *time shifting* sono definiti tenendo conto dei quantitativi di energia già allocati tramite contratti con orizzonti temporali più lunghi e i limiti imposti da eventuali programmi di manutenzione degli impianti di stoccaggio stessi.

Il prodotto di *time shifting* contrattualizzato è distinto sulla base di:

- zona di mercato;
- tecnologia di riferimento;
- periodo di validità;
- durata (rapporto energia/potenza);
- rendimento carica-scarica;
- stato di carica iniziale.

Il prodotto di *time shifting* contrattualizzato può avere una validità giornaliera, settimanale, mensile, annuale e pluriennale.

Il contratto di *time shifting* darà diritto al titolare di offrire sui

mercati dell'energia la potenza aggiudicata e di stipulare contratti bilaterali per tale potenza da registrare successivamente sulla Piattaforma dei Conti Energia [326]. In particolare, in esito alle negoziazioni avvenute sui mercati dell'energia, Terna definisce i programmi intermedi cumulati dei singoli impianti di stoccaggio ripartendo i programmi sulla base delle informazioni più aggiornate sullo stato di funzionamento del sistema elettrico e sullo stato di utilizzo pregresso dei singoli impianti di stoccaggio.

8.3.4

Prevista esecuzione delle aste

A fine 2023 il gestore di rete di trasmissione Terna prevede di poter svolgere la prima asta nel corso del 2024.

8.3.5

Prima stima del fabbisogno di capacità di stoccaggio

In base alle specifiche della disciplina MACSE, in sede di esecuzione della prima asta Terna determina, a livello nazionale, la progressione temporale del fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio da approvvisionare in ciascuno degli anni successivi; tale dato è aggiornato e pubblicato con largo anticipo prima della data di svolgimento di una nuova procedura d'asta. In particolare, il dato di fabbisogno è aggiornato almeno con cadenza annuale al fine di tener conto dello sviluppo e della dislocazione della generazione rinnovabile non programmabile nonché degli sviluppi di rete relativi agli anni di consegna.

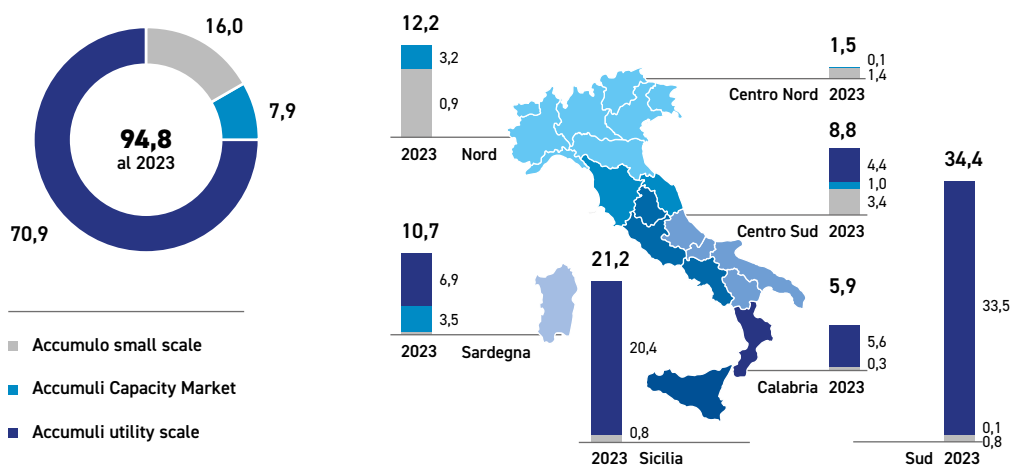
In attesa dell'avvio della prima asta, come primo dato sui fabbisogni di stoccaggio, è possibile fare riferimento al Piano di Sviluppo 2023 [49] in cui è mostrato il dettaglio zonale della capacità solare ed eolica (in GW), e il relativo fabbisogno di accumulo complessivo (quantità addizionale rispetto agli impianti di pompaggio oggi esistenti) individuato nello scenario FF55 2030 (Figura 8.5). Su 101,5 GW di capacità produttiva complessiva da solare (*small scale*, *utility scale*) ed eolico (*on-shore*, *off-shore*), più del 70% è rappresentato dal solare (di cui 53 GW su 75 GW derivanti da impianti di tipo *utility scale*, il resto da impianti *small scale*), il resto da eolico (per 18,5 GW circa di tipo *on-shore* e 8,5 GW *off-shore*). L'elevato incremento delle FER richiede un fabbisogno di capacità di accumulo disponibile pari a 95 GWh di cui circa 16 GWh sono attribuiti alle comunità energetiche e a piccoli impianti distribuiti (*small scale*) e 8 GWh circa già assegna-

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

tari di contratti pluriennali nelle aste del mercato della capacità; in pratica, nello scenario 2030 restano a disposizione delle procedure concorsuali di cui all'art. 18 del D.lgs. 210/2021 per l'approvvigionamento a termine di nuova capacità di stoccaggio poco più di 70 GWh (corrispondenti a una potenza installata di circa 8,87 GW, assumendo una durata di 8 ore), quasi tutti realizzabili da impianti di grande taglia (accumuli *utility scale*). In termini di distribuzione zonale la capacità di stoccaggio da *utility scale* è concentrata prevalentemente nella zona Sicilia (28,7% dei 71 GWh) e in quella Sud (48,5% dei 71 GWh); il resto è distribuito in Sardegna (9,7%), al Centro sud (6,2%) e in Calabria (7,9%).

FIGURA 8.5

Distribuzione zonale del fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio elettrico in GW nello scenario FF55 2030 [Fonte: Piano di Sviluppo 2023 Terna [49]].



8.3.6

Stima preliminare della remuneratività degli investimenti in nuovi impianti di pompaggio alle condizioni attuali di mercato

Considerando le attuali condizioni di mercato (ossia senza il sistema MACSE), si è effettuata una prima stima del possibile livello di remuneratività degli investimenti in nuovi impianti di pompaggio, assumendo per tali impianti lo svolgimento di servizi di *time shifting* su MGP.

Ci riferisce qui a un ipotetico impianto di pompaggio con rendi-

mento 75% e 8 ore di capacità²⁰, più precisamente di taglia 1 MW/8 MWh, e costo di investimento di 1,7 M€/MW, in linea con la fascia bassa dei costi stimati da Terna. Si sono considerati i prezzi zonali MGP degli anni dal 2019 al 2022 e si è simulato il funzionamento dell'impianto con tali profili di prezzo.

A tal fine, si osserva innanzitutto che avere un rendimento del 75% comporta che, per coprire almeno i costi di acquisto dell'energia, il prezzo di vendita dell'energia debba essere almeno 1,333 volte (cioè $1/75\%$) il prezzo di acquisto. Pertanto, per ciascuna zona di mercato e per ciascun giorno, si sono selezionate le coppie di ore con i prezzi, in acquisto e in vendita, tali per cui il prezzo più basso della coppia (prezzo di acquisto dell'energia) fosse inferiore al 75% del prezzo più alto (prezzo di vendita dell'energia). Partendo dalla coppia caratterizzata dalla maggiore differenza di prezzo e via via selezionando coppie con differenza progressivamente minore, si sono selezionate fino a 8 coppie di prezzi. Si sono quindi calcolati i profitti annui associati a tali coppie. Essi sono riportati in Tabella 8.2, insieme alle ore di funzionamento in pompaggio alla massima potenza. Come si può osservare, i profitti ottenuti nel 2022 sono decisamente superiori a quelli relativi all'anno 2019; ad esempio, nella zona NORD (quella di maggior rilevanza in termini di sistema, oltre che di allocazione di capacità produttiva da pompaggio) il profitto 2022 è 5 volte quello del 2019. Tale risultato è riconducibile al fatto che il 2019 è l'ultimo periodo "normale" prima della pandemia COVID mentre il 2022 è il periodo "eccezionale" post-COVID caratterizzato da uno straordinario rialzo dei prezzi di scambio su tutti i mercati (sia dell'energia sia dei servizi) per effetto dell'aumento straordinario del prezzo del gas, alimentato a sua volta da speculazioni e successivamente accentuato dalla crisi energetica innescata dalla grave situazione geo-politica in Ucraina.

Si osserva, inoltre, che Sicilia e Sardegna mostrano profitti in aumento, ma la loro capacità di interconnessione con le altre zone di mercato italiane aumenterà significativamente con lo sviluppo del collegamento Tyrrhenian Link HVDC (*High Voltage Direct Current*) previsto da Terna, che porterà ad un migliore allineamento dei prezzi della Sardegna e della Sicilia a quelli delle altre zone di mercato.

²⁰ Si osserva che nell'intero periodo 2019-2022 dai dati statistici di Terna [40] si ricava un rapporto medio annuo tra energia erogata e assorbita dagli impianti di pompaggio del 73%. La durata di 8 ore è invece ipotizzata fra le caratteristiche degli stoccaggi di tipo utility scale nel Piano di Sviluppo 2023 [49].

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

Dividendo il costo di investimento dell'impianto per i profitti annui sopra stimati, si ottiene una stima grossolana del *payback time* (in anni), riportata in Tabella 8.3.

Ovviamente i *payback time* reali sono significativamente superiori, poiché i ricavi devono essere tali da coprire non solo i costi di investimento, ma anche il costo del debito e i costi di O&M, nonché da garantire un equo ritorno sull'investimento. Tuttavia, i risultati ottenuti suggeriscono che le attuali condizioni del mercato elettrico italiano (anche nella situazione piuttosto anomala, ma più favorevole, dell'anno 2022) non sono in grado di supportare un nuovo investimento in una centrale idroelettrica con sistema di pompaggio.

Conclusioni simili si possono trarre se si prendono in considerazione i risultati del mercato MI, che mostra profili di prezzo simili a quelli di MGP ed è inoltre caratterizzato da una liquidità molto inferiore.

TABELLA 8.2

**Profitti annuali e ore di pompaggio alla massima potenza
per l'impianto di pompaggio simulato.**

Anno		Calabria ²¹	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
2019	Profitto [€/MW]		15.363	16.222	14.127	19.394	70.930	20.815
	Ore		1.699	1.716	1.652	1.773	2.529	1.805
2020	Profitto [€/MW]		19.132	20.880	16.709	24.277	45.829	21.706
	Ore		2.075	2.155	2.006	2.198	2.525	2.215
2021	Profitto [€/MW]	28.198	24.839	25.151	23.438	36.413	38.172	25.601
	Ore	1.453	1.423	1.410	1.405	1.514	1.688	1.433
2022	Profitto [€/MW]	77.939	74.679	78.691	72.620	135.105	93.529	80.923
	Ore	1.433	1.501	1.500	1.497	1.600	1.508	1.492

²¹ La zona di mercato Calabria è stata introdotta nel 2021.

TABELLA 8.3

Payback time, espresso in anni, dell'impianto di pompaggio simulato.

Anno	Calabria	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
2019	-	111	105	120	88	24	82
2020	-	89	81	102	70	37	78
2021	60	68	68	73	47	45	66
2022	22	23	22	23	13	18	21

Si è effettuata poi un'estensione della valutazione, tenendo conto anche dei possibili ricavi provenienti dalla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, nelle due fasi MSD *ex ante* ed MB. Allo scopo si è considerata la compravendita di servizi sul MSD (MSD *ex ante* e MB) degli ultimi anni da parte di alcuni impianti di pompaggio esistenti. In particolare, sulla base della remunerazione netta (ricavo per servizi in aumento dell'immissione OFF – spesa per servizi in diminuzione dell'immissione BID) raccolta dai titolari di impianto con le offerte accettate (prezzo e quantità di energia) nelle due fasi di mercato, sono stati calcolati i profitti per unità di potenza installata (euro/MW) di alcuni impianti di pompaggio di riferimento, come riportato nella Tabella 8.4 per i due anni ritenuti di maggiore significatività, il 2019 e il 2022 come sopra evidenziato. Come si può osservare, il valore massimo di profitto unitario è stato ottenuto nel 2019 nella zona Centro Sud con circa 143 keuro/MW e nel 2022 nella zona Sardegna con 120 keuro/MW. Pertanto, per l'ipotetico impianto da 1 MW/8 MWh si è ipotizzato un valore di profitto massimale di 150 keuro/MW.

Considerando un *best case* ideale con un profitto costante di 150 keuro/MW da MSD e di 100 keuro/MW dai mercati energetici, si è calcolato il Valore Attuale Netto dei flussi di cassa attesi sulla base dei parametri indicati in Tabella 8.5 e in particolare del WACC (*Weighted average cost of capital*) *post-tax*: il VAN risulta fortemente negativo e pari a -95 milioni di euro. Si tenga inoltre presente che l'ipotesi di sommare i due profitti risulta abbastanza ottimistica, poiché l'esecuzione di alcuni servizi (in questo caso quelli su MSD) in generale potrebbe limitare la possibilità di eseguire gli altri (in questo caso il *time shifting* su MGP/MI).

Nuove regole di mercato per remunerare i servizi dell'idroelettrico

TABELLA 8.4

Profitto unitario, espresso in euro/MW, da partecipazione a MSD per alcuni impianti di pompaggio.

Impianto	Potenza installata [MW]	Zona	Profitti 2019 [€/MW]	Profitti 2022 [€/MW]
Roncovalgrande	768	Nord	20.320	90.189
Entracque Chiotas	1.263	Nord	4.887	58.370
Presenzano	1.000	Centro Sud	143.101	32.939
Anapo	580	Sicilia	9.428	33.096
Taloro	240	Sardegna	37.153	120.338

TABELLA 8.5

Progetto di impianto di pompaggio: parametri finanziari di investimento.

Parametri e unità di misura	Valori
Debt/equity ratio [%/%]	50%/50%
Tasso di sconto [%]	6%
Durata del debito [anni]	15
Equity rate [%]	12%
Tasse [%]	27,9%
WACC <i>pre-tax</i> [%]	9%
WACC <i>post-tax</i> [%]	8,2%

In sintesi, da quanto sopra riportato risulta evidente che gli investimenti in nuovi sistemi di accumulo di larga scala destinati a fornire servizi di *time shifting* per l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili non avrebbero luogo in assenza di provvedimenti che forniscano opportuni segnali agli investitori, anche considerando ipotesi abbastanza ottimistiche in termini di potenziali profitti provenienti dai mercati dell'energia e dei servizi ancillari.

Idroelettrico, tassonomia e finanza sostenibile

A partire dal 2018, per sostenere la transizione energetica alla scala richiesta dagli ambiziosi obiettivi dell'accordo di Parigi (dicembre 2015)¹, la Commissione europea ha avviato un ampio programma di riforme della finanza privata (banche, fondi d'investimento, fondi pensioni, assicurazioni), puntando su un sistema di classificazione unificato a livello europeo delle attività sostenibili sotto il profilo ambientale (la cosiddetta "tassonomia") e su una serie di interventi legislativi per favorire l'uso di questo sistema di classificazione nelle attività finanziarie (permettendo in questo modo di identificare prestiti green, obbligazioni green e altri strumenti finanziari conformi alla tassonomia). Per abilitare in maniera ancor più efficace lo sviluppo di prodotti finanziari "sostenibili", con il *Green Deal* europeo questo programma riguarda ora anche le regole di contabilità e rendicontazione delle imprese (per definire in che misura un'impresa svolge attività sostenibili ai sensi della nuova tassonomia europea). L'intento principale di questo ampio programma di riforma, in corso di completamento, è indirizzare la ricerca e gli investimenti verso tecnologie che presentano credenziali all'altezza degli obiettivi della transizione ecologica, favorendo la mobilitazione delle risorse finanziarie verso obiettivi condivisi ed evitando le mezze soluzioni, il *green washing* e le scelte infrastrutturali che rischiano di bloccare la transizione.

Il Regolamento UE 2020/852 sulla tassonomia, varato a giugno 2020 [327], e i successivi regolamenti delegati della Commissione di giugno 2021 [328] (che ne ha definito l'apparato tecnico in relazione ai primi due obiettivi ambientali previsti, la mitigazione e l'adattamento climatico) e di giugno 2023 [329] (apparato tecnico per i restanti obiettivi della tassonomia, ovvero economia circolare, tutela delle acque, riduzione dell'inquinamento e protezione degli ecosistemi), hanno incluso, nella lista di attività "potenzialmente green", tutti i principali impianti a fonti rinnovabili, compresi quelli idroelettrici. Su 89 categorie di attività contemplate dall'Allegato 1² del regolamento delegato, distribuite su tutti i settori economici (agricoltura, produzione di elettricità o/e di calore, infrastrutture di trasporto, trasporti,

¹ https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_it

² Allegato 1 "Criteri di vaglio tecnico per determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici e se non arreca un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale"

immobiliare/edilizia, ricerca ecc.), due sono quelle riguardanti gli impianti idroelettrici:

- Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica (§4.5 in [328]).
- Accumulo di energia elettrica (§4.10 in [328]).

Per ciascuna categoria di attività, è prevista una scheda che elenca sia i criteri che devono essere soddisfatti perché quella data attività *contribuisca in maniera sostanziale* all'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra, sia i criteri che consentono di stabilire quando l'attività *non produca un danno significativo* agli altri obiettivi ambientali della tassonomia. La "promozione" dell'idroelettrico da parte della tassonomia è avvenuta stabilendo condizioni più o meno semplificate a seconda delle tipologie d'impianto, sulle quali vale la pena soffermarsi (si veda anche la Tabella 9.1, che propone una sintesi delle schede per gli impianti idroelettrici dell'Allegato 1 del regolamento delegato, riguardante le attività di mitigazione del clima).

Per dimostrare la compatibilità di un impianto idroelettrico con l'obiettivo di mitigazione climatica, la tassonomia non prevede criteri quantitativi né per gli impianti ad acqua fluente (a patto che non dispongano di un serbatoio superficiale) né per quelli di pompaggio. Per gli impianti a bacino/serbatoio, invece, il regolamento delegato richiede di dimostrare che la densità di potenza dell'impianto (W/m^2) sia superiore a 5, oppure in alternativa, che sia realizzata una stima delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita (*Life Cycle Assessment*, LCA) dell'impianto, verificata da una terza parte indipendente, che dimostri che l'indicatore di CO_2 equivalente in rapporto alla produzione di elettricità attesa dell'impianto sia inferiore a $100 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh}$. La norma riconosce *quattro metodi alternativi* per la stima delle emissioni nel ciclo di vita degli impianti a serbatoio:

- la raccomandazione 2013/179/UE della Commissione, relativa all'uso di metodologie comuni per misurare e comunicare le prestazioni ambientali nel corso del ciclo di vita dei prodotti e delle organizzazioni (cosiddetto "*environmental footprint*")³;
- la norma tecnica ISO 14067:2018 *Greenhouse gases - Carbon foot-*

³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32013H0179>

*print of products - Requirements and guidelines for quantification*⁴;

- la norma tecnica ISO 14064-1:2018 *Greenhouse gases - Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals*⁵;
- il software G-res per il calcolo delle emissioni nette di gas serra degli impianti a serbatoio⁶, sviluppato dalla *International Hydropower Association* (IHA) in collaborazione con UNESCO - *Chair for Global Environmental Change*⁷.

Di grande importanza, per semplificare l'attuazione della tassonomia nel caso degli impianti a serbatoio, è il *software* G-res. Secondo uno studio realizzato da IHA, che ha sinora applicato il *software* su quasi 500 bacini idroelettrici a livello globale, il valore mediano dell'impronta di carbonio del campione di impianti esaminato è di 23 gCO₂-eq/kWh, in linea con la stima effettuata dall'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) per gli impianti idroelettrici di 24 gCO₂ eq/kWh, nettamente migliorativa rispetto ai valori medi delle centrali a gas naturale o a carbone, rispettivamente di 490 e 820 gCO₂ eq/kWh [330]⁸. Il valore citato è un valore mediano: l'analisi ha infatti mostrato che in alcuni casi (rari) le emissioni di gas serra sono significativamente più elevate, mentre in altri sono vicine allo zero o si instaura un effetto netto di assorbimento di carbonio.

I criteri della tassonomia per garantire il principio *Do Not Significant Harm* (DNSH) dell'idroelettrico non sono meno importanti ri-

⁴ <https://www.iso.org/standard/71206.html?browse=tc>

⁵ <https://www.iso.org/standard/66453.html?browse=tc>

⁶ I corpi idrici superficiali (laghi e fiumi) costituiscono una fonte significativa di emissione nell'ambito del ciclo del carbonio [339]. Anche i serbatoi artificiali possono costituire una fonte di emissione di gas serra, principalmente a causa dei processi microbici che decompongono materia organica, producendo emissioni di CO₂ o di CH₄ in misura molto variabile a seconda delle condizioni [338]. I principali fattori che influenzano questi processi (e che sono in qualche modo modellizzati dal software G-res) sono: il tempo di permanenza dell'acqua nel serbatoio, il livello di profondità del punto di prelievo dell'acqua nel serbatoio, la quantità di carbonio contenuta nello strato di suolo sommerso, la temperatura e la superficie del serbatoio caratterizzata da acque basse [cfr. IHA, *Carbon emissions from hydropower reservoirs: facts and myths*, <https://www.hydropower.org/blog/carbon-emissions-from-hydropower-reservoirs-facts-and-myths>].

⁷ Lo strumento, sviluppato e perfezionato in un progetto di ricerca durato circa 10 anni, è ora disponibile gratuitamente online presso il sito: <https://g-res.hydropower.org/>

⁸ https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf

spetto all'obiettivo di riduzione delle emissioni, in particolare sono molto stringenti quelli per tutelare lo stato di qualità del corpo idrico, sia nel caso di impianti esistenti (*refurbishment* incluso), sia nel caso di nuovi impianti idroelettrici (Tabella 9.1).

Infine, occorre ricordare che il regolamento delegato comprende anche l'apparato regolamentare della tassonomia riguardante l'adattamento al cambiamento climatico (Allegato 2 di [328]) che, considerata la dipendenza dell'idroelettrico dal regime delle precipitazioni, richiede impegni gestionali di una certa complessità:

- la valutazione del rischio climatico e della vulnerabilità per esaminare la rilevanza dei rischi climatici fisici per l'attività economica (utilizzando proiezioni climatiche avanzate alla massima risoluzione disponibile nella serie esistente di scenari futuri)⁹;
- la valutazione e l'attuazione delle soluzioni di adattamento che possono ridurre in maniera sostanziale i principali rischi individuati.

9 *"Le proiezioni climatiche e la valutazione degli impatti si basano sulle migliori pratiche e sugli orientamenti disponibili e tengono conto delle più attuali conoscenze scientifiche per l'analisi della vulnerabilità e del rischio e delle relative metodologie in linea con le relazioni dell'IPCC, le pubblicazioni scientifiche sottoposte ad esame inter pares e i modelli open source o a pagamento più recenti" (Allegato 2 di [328], p. 125-126).*

TABELLA 9.1

Tassonomia per la mitigazione climatica – Sintesi dei criteri di vaglio tecnico previsti per gli impianti idroelettrici [Fonte [328] Allegato 1].

Tipo di impianto	Impianti ad acqua fluente, impianti a bacino / serbatoio	Impianti di pompaggio
Sezione Tassonomia	4.5. Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.10 Accumulo di energia elettrica
Criteri di contribuzione sostanziale a (1) Mitigazione dei cambiamenti climatici	L'attività soddisfa uno dei seguenti criteri: a. l'impianto per la produzione di energia elettrica è un impianto ad acqua fluente e non dispone di un serbatoio artificiale; b. la densità di potenza dell'impianto per la produzione di energia elettrica è superiore a 5 W/m ² ; c. le emissioni di gas serra nel ciclo di vita derivanti dalla produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica sono inferiori a 100 gCO ₂ eq/kWh. Le emissioni di gas serra nel ciclo di vita sono calcolate utilizzando la raccomandazione 2013/179/UE o, in alternativa, la norma ISO 14067:2018, la norma ISO 14064-1:2018 o lo strumento G-res. Le emissioni di gas serra quantificate nel ciclo di vita sono verificate da una terza parte indipendente.	L'attività consiste nella costruzione e gestione dell'accumulo di energia elettrica, compreso l'accumulo di energia idroelettrica mediante pompaggio.
Criteri DNSH per (2) Adattamento ai cambiamenti climatici	Appendice A dell'Allegato 1 del regolamento delegato (p.es. valutazione della vulnerabilità al rischio climatico nel ciclo di vita dell'impianto, piano di attuazione di misure di adattamento).	Appendice A dell'Allegato 1 del regolamento delegato.
Criteri DNSH per (3) Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine	Per il funzionamento o la riqualificazione di centrali idroelettriche esistenti: ■ attuazione di tutte le misure di mitigazione tecnicamente fattibili ed ecologicamente rilevanti per ridurre gli impatti negativi sulle acque e sugli habitat e sulle specie protette; ■ l'efficacia di tali misure è monitorata nel contesto dell'autorizzazione o del permesso. Per la costruzione di nuove centrali idroelettriche: ■ valutazione preventiva dell'impatto del progetto e attuazione di tutte le misure di mitigazione tecnicamente fattibili ed ecologicamente rilevanti per ridurre gli impatti negativi sulle acque e sugli habitat e sulle specie protette; ■ qualora la centrale rischi di deteriorare il corpo idrico, tale deterioramento non è significativo ed è giustificato da una valutazione costi-benefici; ■ la centrale non compromette in modo permanente il raggiungimento del buono stato/potenziale dei corpi idrici dello stesso distretto idrografico; ■ attuazione di misure compensatorie dell'effetto di frammentazione del corpo idrico, ripristinando la continuità all'interno del distretto idrografico.	■ Nel caso di accumulo di energia idroelettrica mediante pompaggio non collegato a un corpo idrico fluviale, l'attività è conforme ai criteri di cui all'appendice B dell'Allegato 1 del regolamento delegato. ■ Nel caso di accumulo di energia idroelettrica mediante pompaggio collegato a un corpo idrico fluviale, l'attività è conforme ai criteri DNSH per l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine specificati nella sezione 4.5 del regolamento delegato.

Tipo di impianto	Impianti ad acqua fluente, impianti a bacino / serbatoio	Impianti di pompaggio
Sezione Tassonomia	4.5. Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.10 Accumulo di energia elettrica
Criterio DNSH per (4) Transizione verso un'economia circolare	Non pertinente.	È in atto un piano di gestione dei rifiuti dell'impianto di pompaggio che garantisce il massimo riutilizzo o riciclaggio al termine del ciclo di vita dell'impianto conformemente alla gerarchia dei rifiuti.
Criterio DNSH per (5) Prevenzione e riduzione dell'inquinamento	Non pertinente.	Non pertinente.
Criterio DNSH per (6) Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi	L'attività soddisfa i criteri di cui all'appendice D dell'Allegato 1 del regolamento delegato ¹⁰ .	L'attività soddisfa i criteri di cui all'appendice D dell'Allegato 1 del regolamento delegato.

Riassumendo, la tassonomia lancia un messaggio importante: è opportuno intensificare gli investimenti nell'idroelettrico, ma facendo attenzione alla gestione dei gas serra degli impianti, alle proiezioni di cambiamento climatico e a evitare effetti indesiderati su altri fronti ambientali (e questo vale per tutte le tecnologie promosse dalla tassonomia).

10 In sostanza, l'appendice D richiede:

- una Valutazione dell'Impatto Ambientale (VIA) o un esame conformemente alla direttiva 2011/92/UE, e l'attuazione delle misure di mitigazione e di compensazione previste in tali sedi;
- una valutazione preventiva dell'impatto sulla biodiversità e l'attuazione delle misure di mitigazione per i siti in prossimità di aree sensibili sotto il profilo della biodiversità (rete Natura 2000, siti UNESCO, altre aree protette).

Priorità di innovazione e ricerca nel settore idroelettrico

Nel corso della Monografia si è visto come l'Europa, nel processo di transizione energetica, stia mettendo in atto una vera e propria svolta "green" che spinge i Paesi europei ad avviare e accelerare la *phase out* delle centrali a carbone e nucleari a favore della generazione da fonti rinnovabili (principalmente solare ed eolica). L'Italia stessa nel PNIEC [38] si sta muovendo in questa direzione e ha programmato entro il 2025 la transizione dai combustibili fossili verso un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Tuttavia, il crescente sfruttamento della generazione da fonti rinnovabili non programmabili ha messo in evidenza come stia aumentando il rischio che si verifichino problemi di adeguatezza delle reti di una certa severità, causati dal continuo sbilanciamento tra domanda e carico. Per continuare a garantire nei prossimi decenni la sicurezza e, allo stesso tempo, l'economicità della fornitura elettrica è diventato prioritario e indispensabile rafforzare la flessibilità e capacità di stoccaggio del sistema energetico. Nel §5 si è visto come, attualmente, questi servizi possano essere forniti in larga parte dagli impianti idroelettrici, tanto che si sta assistendo in Europa a una rivalutazione di questo settore che negli ultimi anni è stato a lungo escluso dai finanziamenti europei in quanto classificato come tecnologia matura.

Come può l'idroelettrico giocare un ruolo trainante nel processo di transizione energetica verso un sistema energetico a basse emissioni di carbonio, sostenibile e resiliente nei confronti dei cambiamenti climatici?

A questa domanda ha cercato di dare una risposta l'European ICOLD Club (EurCOLD) tramite il progetto europeo HYDROPOWER-EUROPE (HPE), approvato a fine 2018 nell'ambito del programma di ricerca e innovazione Horizon 2020 (*grant agreement* No 826010).

Il progetto, concluso a inizio 2022, ha visto il coinvolgimento di oltre 70 organizzazioni, pubbliche e private, compresa RSE [331] [165] [151].

Il progetto HPE si è posto l'obiettivo di promuovere l'uso sostenibile degli impianti idroelettrici esistenti e la realizzazione di nuovi progetti che siano in grado di sfruttare il potenziale residuo tenendo in debito conto gli aspetti socioeconomici e ambientali, fondamentali per riscuotere il consenso pubblico e ottenere l'autorizzazione da parte dei governi nazionali.

Attraverso un processo di consultazione della durata di tre anni e l'organizzazione di una serie di *Workshop* regionali e tecnici, il progetto HPE ha raccolto le esigenze e le priorità di ricerca e sviluppo degli *stakeholder*. Un gruppo di esperti, *Consultation Expert Panel*

(CEP)¹, con il compito di esaminare i dati raccolti e di collaborare a stretto contatto con i *partner* del progetto, ha redatto due importanti documenti da presentare e promuovere presso le istituzioni dell'Unione Europea e le autorità dei singoli Paesi:

- *Research and Innovative Agenda* (RIA) [127].
- *Strategic Industry Roadmap* (SIR) [332].

In primo luogo, la RIA analizza le sfide tecnologiche finalizzate a potenziare ulteriormente alcune caratteristiche tipiche del settore idroelettrico (incremento della flessibilità e della capacità di stoccaggio, mitigazione dell'impatto dei cambiamenti climatici) e a migliorarne la resilienza sia in condizioni di normale esercizio sia al verificarsi di eventi estremi (ottimizzazione dei sistemi di manutenzione e controllo, resilienza dei macchinari elettromeccanici e delle infrastrutture). Oltre a questioni prettamente tecnologiche, la RIA affronta anche temi ambientali e socioeconomici in quanto le esperienze passate hanno chiaramente mostrato l'importanza di ottenere il consenso pubblico ancor prima di predisporre nuovi progetti e avviare gli iter autorizzativi. Per ridurre le esternalità negative, si incentiva soprattutto la ricerca di soluzioni progettuali a minor impatto ambientale e sostenibili per proteggere la biodiversità.

La SIR analizza i principali ostacoli, non tecnologici, che limitano o potrebbero condizionare lo sviluppo del settore, puntando l'attenzione sui punti maggiormente critici: l'accettabilità sociale delle infrastrutture, la mitigazione degli impatti ambientali e le leve necessarie per indurre gli investitori a stanziare nuovamente fondi di un certo rilievo, per es. per la costruzione di nuovi impianti di pompaggio.

Di seguito si forniscono alcuni dettagli.

¹ Il CEP è composto da rappresentanti dell'intera comunità idroelettrica con competenze tecniche, economiche, ambientali, legali e sociali.

10.1

LA RESEARCH AND INNOVATION AGENDA
DEL PROGETTO HYDROPOWER-EUROPE

Nella *Research and Innovation Agenda* i temi di ricerca e innovazione del settore idroelettrico, raccolti con il processo di consultazione, sono stati clusterizzati in 7 gruppi:

- 1. Incremento della flessibilità.
- 2. Ottimizzazione dei sistemi di manutenzione e controllo.
- 3. Resilienza dei macchinari elettromeccanici.
- 4. Resilienza delle infrastrutture e dell'esercizio.
- 5. Sviluppo di nuovi concetti emergenti.
- 6. Soluzioni a minor impatto ambientale.
- 7. Mitigazione dell'impatto del riscaldamento globale.

Ogni gruppo comprende più argomenti per un totale di 18 temi di ricerca (Tabella 10.1). Sotto la guida e il coordinamento del CEP, gli esperti del settore, tra cui RSE, hanno esaminato i *feedback* raccolti per indicare per ciascun tema il livello di priorità, i tempi di implementazione, gli investimenti necessari e il *Technology Readiness Level* (TRL) da raggiungere. In Tabella 10.1 si riporta una sintesi delle elaborazioni mentre, nel seguito, per ciascun gruppo si presentano le esigenze con maggiore priorità.

TABELLA 10.1

Temi di ricerca per il settore idroelettrico raccolti con il processo di consultazione [127].

Challenges	Research Themes	Priorities	Recommended Call	Recommended Funding Scheme
Increasing flexibility	3.1.1 Innovation in flexibility, storage design and operations	Very High	before 2025	€ 26-35 million
	3.1.2 Innovative design of turbines including reversible pump-turbines and generators	High	before 2030	€ 16-25 million
	3.1.3 New models and simulation tools for harsher operation conditions	High	before 2030	€ 8-15 million
	3.1.4 Development and application of a business model for flexibility	Very High	before 2025	€ 8-15 million
Optimisation of operation and maintenance	3.2.1 Digitalisation and artificial Intelligence to advance instrumentation and controls	High	before 2030	€ 16-25 million
	3.2.2 Monitoring systems for predictive maintenance and optimised maintenance intervals	High to Very High	before 2030	€ 2-7 million

Challenges	Research Themes	Priorities	Recommended Call	Recommended Funding Scheme
Resilience of electro-mechanical equipment and infrastructures	3.3.1 New materials for increased resistance and increased efficiency of equipment	Medium High to High	before 2030	€ 8-15 million
	3.4.1 New materials and structures for increased performance and resilience of infrastructure	Medium High to High	before 2030	€ 8-15 million
	3.4.2 Databases of incidents and extreme events, integrated structural risk-analysis models and innovative solutions for multi-hazard risk analysis	High	before 2030	€ 8-15 million
	3.4.3 Innovative sediment management technologies for sustainable reservoir capacity and river morphology restoration	High to Very High	before 2025	€ 8-15 million
	3.4.4 Innovative techniques for enhancement of working life of concrete structures	Medium High to High	before 2030	€ 8-15 million
	3.4.5 Innovative techniques for enhancement of overtopping safety of embankment and rockfill structures	High	before 2035	€ 2-7 million
Developing of new emerging concepts	3.5.1 Development of innovative storage and pumped-storage power plants (e.g. multipurpose PSH, sea water PSH, etc)	Very High	before 2030	€ 16-25 million
	3.5.2 Marine energy	Medium High to High	before 2030	€ 8-15 million
	3.5.3 Hybrid & virtual power plants	High to Very High	before 2030	€ 8-15 million
Environmental-compatible solutions and mitigation of the impact of global warming	3.6.1 Flow regime management, assessment of environmental flow release, innovative connectivity solution for fish and biodiversity protection and the improvement of stored water quality in reservoir	Very High	before 2025	€ 16-25 million
	3.6.2 Assessment of the general impact and contribution of hydropower to biodiversity and identification of innovative approaches and guidelines to support more sustainable hydropower development	Very High	before 2025	€ 8-15 million
	3.7.1 Innovative concepts of hydropower infrastructure adaptation and tapping hidden hydro	Very High	before 2030	€ 16-25 million

10.1.1

Incremento della flessibilità

L'idroelettrico è la risorsa rinnovabile maggiormente flessibile, ma esiste ancora margine per incrementare questa capacità installando nuove turbine a giri variabili, più efficienti e con un più ampio range di operatività (i.e. variazioni del salto e della velocità di

Priorità di innovazione e ricerca nel settore idroelettrico

funzionamento). La sfida è riuscire a costruire turbine in grado di operare anche a bassi carichi senza avere problemi di vibrazioni o di cavitazione.

Gli impianti idroelettrici possono fornire importanti servizi per la rete, quali:

- Svolgere azioni di *black start* o di messa in tensione delle direttrici di riaccensione della rete.
- Fornire inerzia alla rete grazie alle loro macchine sincrone durante perturbazioni veloci e transitorie.
- Sostenere la gestione di reti in isola. Tuttavia, se l'energia idroelettrica fosse messa in combinazione con moderne tecnologie di conversione, potrebbe fornire azioni molto più rapide di bilanciamento della rete in caso di improvvisi aumenti di carico o perdita di generazione, nonché una serie di servizi ancillari aggiuntivi, come la regolazione della frequenza, la compensazione della potenza reattiva e lo smorzamento delle oscillazioni di potenza.

Oltre a questi aspetti, si può aumentare la flessibilità dell'idroelettrico potenziando gli impianti esistenti, mediante il *retrofitting* dei macchinari oppure aggiungendo nuove condotte e nuovi gruppi di generazione, innalzando le dighe esistenti per avere a disposizione più risorsa idrica e, quindi, anche una maggiore capacità di stoccaggio e rendendo più attrattiva ed economicamente vantaggiosa la costruzione di impianti di pompaggio marino o in caverne sotterranee, che al momento hanno ancora CAPEX molto elevati.

Un altro vantaggio si potrebbe ottenere installando turbine reversibili in grado di operare anche come pompe, sfruttando le medesime condotte forzate, riducendo così i costi di impianto e di manutenzione. Queste turbine, per scongiurare l'insorgere di fenomeni di fatica, devono essere progettate per sostenere 20-30 avvii/fermate al giorno, anziché le 2-3 fermate attuali. Nello stesso tempo anche i generatori devono essere progettati per essere eserciti in modo flessibile per evitare di danneggiare il sistema di isolamento ad alta tensione con i cicli termici e le temperature più elevate dei convertitori di potenza.

Ad oggi gli impianti di pompaggio costituiscono la tecnologia a grande scala più matura per lo stoccaggio di energia e il *time shift* tra produzione e carico e presentano il vantaggio di non dipendere da materiali di difficile reperimento, quali le terre rare (*raw material*) come accade per altre tecnologie di accumulo. La capacità di stoccag-

gio attuale dell'Europa è superiore a 185 TWh, ma esiste un notevole potenziale non ancora sfruttato in molti Paesi. Servono, tuttavia, nuovi meccanismi di mercato e regolatori per attrarre gli investitori e nuove soluzioni tecnologiche per ridurre gli impatti ambientali, superare le barriere sociali e accelerare gli iter autorizzativi.

Una gestione flessibile degli impianti richiede, inoltre, un adeguamento del livello di digitalizzazione e la disponibilità di sistemi di simulazione dell'esercizio che tengano conto delle condizioni operative più severe con cui dovranno essere eserciti questi impianti.

10.1.2

Ottimizzazione dei sistemi di manutenzione e controllo

Per il settore idroelettrico una delle sfide da affrontare nei prossimi anni sarà quella di ridurre i costi di manutenzione garantendo, comunque, elevati standard di sicurezza.

Per evitare prolungati fuori servizio per guasti e ottimizzare le manutenzioni riducendo al minimo i fermi impianto, è possibile ricorrere alla manutenzione predittiva che si basa su una migliore conoscenza del comportamento passato dell'impianto, dei suoi macchinari e dei suoi componenti. Questa conoscenza si ottiene raccogliendo e analizzando i dati di monitoraggio con l'obiettivo di definire opportuni indicatori che consentano di stabilire le tempistiche di intervento per evitare guasti improvvisi, danni e per posticipare manutenzioni non indispensabili.

In questo ambito il ricorso a sensori basati sull'*Industrial Internet of Things* (IIOT) o tecnologie *wireless* è sicuramente utile per ridurre i costi dei sistemi di controllo e raccogliere un'ampia gamma di dati utile per attuare una manutenzione di tipo predittivo, finora applicata solo da pochi concessionari. I database degli impianti idroelettrici non hanno dimensioni paragonabili a dei *big data*, ma spesso sono eterogenei e incompleti. Per colmare le informazioni mancanti e fare proiezioni future affidabili è possibile sfruttare algoritmi di *Machine Learning*.

In aggiunta, si sta affermando l'uso di sistemi di previsione meteorologica sui bacini idrografici sottesi dagli sbarramenti per una migliore gestione della risorsa idrica in funzione delle varie esigenze (produzione di energia, mitigazione degli eventi di piena, rilasci agiuntivi in periodi siccitosi ecc.).

10.1.3

Resilienza dei macchinari elettromeccanici e delle infrastrutture

Anche in campo idroelettrico si ha l'obiettivo di migliorare la resilienza delle infrastrutture a fronte di terremoti e inondazioni, spesso associate a frane o instabilità di versanti, o per adeguarsi alle condizioni più stringenti dettate da normative entrate in vigore successivamente alla progettazione e costruzione delle opere [20] [333] [133] [13]. Il monitoraggio continuo, unitamente all'uso di approcci probabilistici o basati sull'analisi del rischio, consente di tenere conto dell'inasprirsi dei rischi naturali e degli eventi estremi a causa dei cambiamenti climatici. Sulla base di queste informazioni, raccolte con sistemi di acquisizione sempre più automatizzati e dotati di allerte, si possono programmare azioni preventive o di mitigazione migliorando così la resilienza delle infrastrutture. La maggiore disponibilità di dati idrologici consente di valutare l'adeguatezza degli organi di scarico delle dighe più vecchie, progettate con standard superati; questo aspetto è particolarmente rilevante per le dighe di materiali sciolti, poiché l'eventuale tracimazione in caso di piene ne può compromettere la stabilità strutturale o causare seri danni.

Un problema che sarà ulteriormente esacerbato dai cambiamenti climatici è l'interrimento dei serbatoi (innesco di processi erosivi nel tratto fluviale a valle delle dighe, incremento del trasporto solido, del deposito e della sedimentazione nei serbatoi e nei tratti fluviali di monte), che causa problemi ambientali e perdita di capacità utile di invaso, riducendo quindi la sostenibilità degli impianti. Ad oggi non esiste ancora una soluzione tecnologica efficace per la gestione dei sedimenti che d'altro canto richiede studi sito specifici, competenze scientifiche del fenomeno e ingegneristiche, stime dei costi associati ai processi di rimozione, alle perdite di produzione, ai danni provocati dai sedimenti sui macchinari e sulle opere di scarico ecc. Su questo argomento sarebbe anche auspicabile una uniformità normativa a livello europeo; si tenga presente che in alcuni Paesi europei, quando un serbatoio risulta completamente interrto, viene semplicemente dismesso garantendo unicamente la sicurezza del luogo ma non la rimozione dei sedimenti.

Un'altra fonte di rischio sempre più importante è costituita dall'invecchiamento delle infrastrutture, in particolare delle dighe, che può comportare una perdita di resistenza dei materiali. Nelle prossime decadi molte dighe supereranno la vita utile di progetto (compresa tra 50 e 100 anni) e, in molti casi, si renderà necessario il *revamping* o *retrofitting* dell'intero impianto per proseguirne l'esercizio in sicurezza,

programmando manutenzioni e interventi di tipo straordinario. Un fenomeno che interessa diverse strutture, che deve essere debitamente monitorato per programmare soluzioni progettuali specifiche, è il rigonfiamento del calcestruzzo dovuto a reazioni alcali-aggregati o ad attacchi solfatici che portano alla disgregazione del materiale.

Considerando quanto riportato nel §10.1.1, l'uso flessibile degli impianti idroelettrici merita attenzione anche ai fini della resilienza, poiché potrebbe causare problemi ai materiali delle infrastrutture, del macchinario idraulico e delle strumentazioni elettromeccaniche. L'uso di materiali costruttivi innovativi di maggiore resistenza potrebbe migliorare la resilienza delle componenti o delle parti strutturali soggette a fenomeni di fatica, cavitazione o abrasivi, quest'ultimi causati dalla presenza nei flussi d'acqua di particelle di particolare durezza come quarzi e feldspati, presenti soprattutto in caso di forte interrimento dei bacini e, quindi, nelle vasche di carico. Altrettanto importante è sviluppare tecniche innovative, di facile impiego, per riparare i danni sulle strutture e sui macchinari con l'impiego di materiali non metallici, quali resine o polimeri.

10.1.4

Sviluppo di nuovi concetti emergenti

Nell'attuale contesto energetico, ambientale e climatico l'uso plurimo dei serbatoi artificiali d'acqua dolce è un requisito imprescindibile per rispondere in modo adeguato alla crescente domanda di servizi aggiuntivi. A tal fine, occorre promuovere collaborazioni sinergiche tra gli *stakeholder* coinvolti per attribuire le giuste priorità ai diversi usi, spesso concorrenti tra loro sia a livello spaziale sia temporale.

Per garantire la stabilità e affidabilità della rete, si stanno affermando soluzioni basate sull'ibridazione degli impianti idroelettrici con sistemi di generazione da fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico), sistemi di assorbimento (p.es. impianti di salinizzazione) e altre tecnologie di accumulo (elettrochimiche, *flywheel* e supercondensatori). I sistemi ibridi hanno il vantaggio di sfruttare al meglio le potenzialità delle varie tecnologie:

- I sistemi di accumulo elettrochimico si degradano se soggetti a frequenti cicli di carica / scarica.
- Non così le *flywheel* che per contro hanno limitate capacità di accumulo.

Priorità di innovazione e ricerca nel settore idroelettrico

- Gli impianti di pompaggio sono in grado di accumulare energia su tempi lunghi sopperendo, se necessario, ai servizi di regolazione veloce degli altri sistemi.

I sistemi ibridi possono essere connessi a un unico punto della rete, fare parte di un *Virtual Power Plant* (VPP) oppure lavorare in isola.

10.1.5

Soluzioni a minor impatto ambientale

Gli impianti idroelettrici sono in stretta relazione con l'ambiente ed è ormai consolidata la convinzione che per favorire possibili sviluppi futuri in questo settore sia prioritario individuare soluzioni tecnologiche sostenibili che minimizzino gli impatti sulla flora e sulla fauna, riducano gli effetti dell'*hydropeaking* e del *thermopeaking*, proteggano gli ecosistemi e la biodiversità e mirino a ripristinare la continuità fluviale, interrotta dalla presenza degli sbarramenti. In questo ambito servono necessariamente studi specifici in situ per determinare opportunamente i flussi ecologici e ridurre gli impatti in modo efficace. Per valutare la sostenibilità degli impianti idroelettrici sono ora disponibili *tool* che tengono conto degli interessi di tutti gli *stakeholder* che gravitano attorno a questo settore².

Altrettanto importante è monetizzare i servizi pubblici che possono essere presi in carico dagli operatori idroelettrici (pulizia dei corsi d'acqua, protezione dalle inondazioni, stabilizzazione della rete idrica, mitigazione degli effetti dei cambiamenti climatici ecc.), riconoscendone il valore socio-ambientale già a livello di rilascio delle concessioni. L'importanza di tali servizi deve essere valutata ovviamente in relazione agli obiettivi europei per trovare il giusto compromesso tra gli aspetti ecologici e la necessità di decarbonizzare i nostri sistemi per limitare il riscaldamento globale secondo gli accordi internazionali.

10.1.6

Mitigazione dell'impatto del riscaldamento globale

L'*International Hydropower Association* (IHA) definisce l'idroelettrico una tecnologia *climate-friendly*, poiché rilascia basse emissioni di

² <https://www.hydrosustainability.org/hs-council>

CO₂ sull'intero ciclo di vita [51] e contribuisce a mitigare gli impatti del riscaldamento globale [334]. Oltre a produrre energia pulita, l'idroelettrico sostiene il processo di decarbonizzazione del sistema energetico. Tuttavia, gli impianti potrebbero dover essere adattati per sostenere piene sempre più intense e frequenti, adeguando gli organi di scarico e migliorando la capacità di accumulo dei serbatoi. Questi aspetti ovviamente sono in stretta relazione con i punti discussi nei precedenti paragrafi.

10.2

LA STRATEGIC INDUSTRY ROADMAP DEL PROGETTO HYDROPOWER-EUROPE

L'idroelettrico è la fonte energetica rinnovabile più *climate-friendly*, perché ha il più basso potenziale di riscaldamento globale (*Global Warming Potential*, GWP), i più bassi indicatori di esaurimento dello strato di ozono e di estrazione di minerali e il miglior ritorno energetico sull'investimento (*Energy Return On Investment*, EROI). Nonostante questi aspetti positivi, l'idroelettrico deve comunque affrontare diverse barriere di tipo non tecnologico che ne ostacolano lo sviluppo.

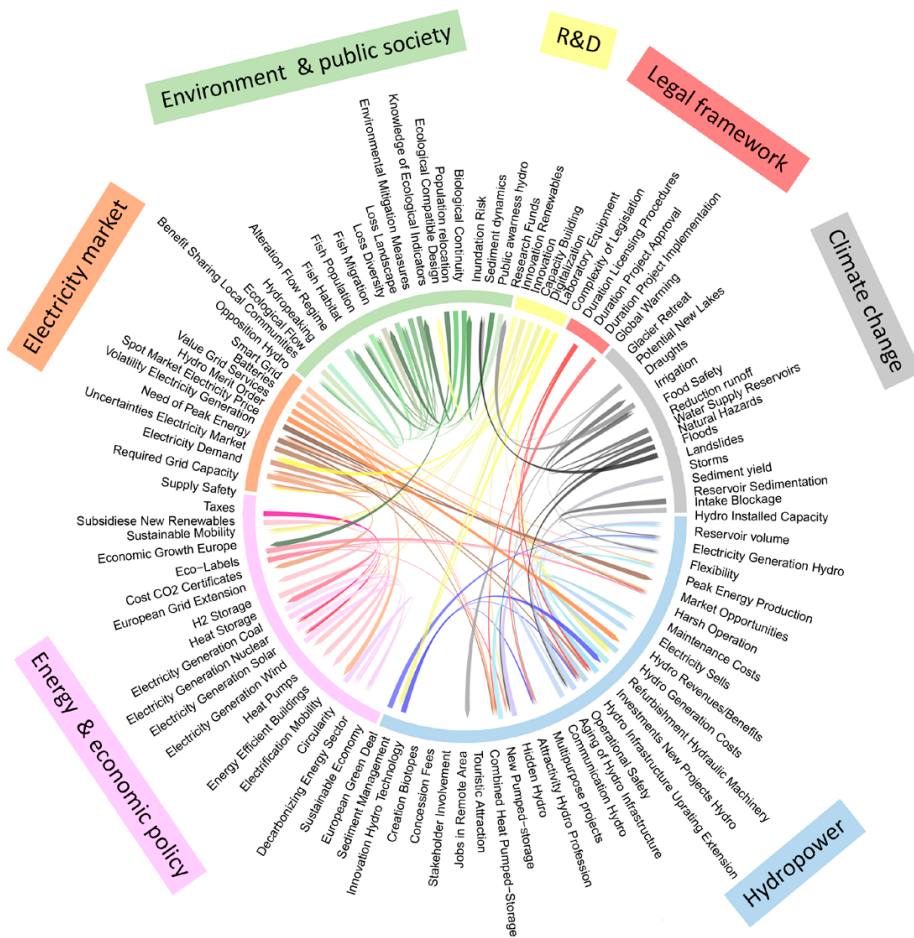
Obiettivo della *Strategic and Industry Roadmap* è definire gli indirizzi strategici da percorrere per valorizzare i punti di forza dell'idroelettrico e intervenire sulle debolezze, in modo che i decisori politici non trascurino l'idroelettrico nel processo di decarbonizzazione del sistema energetico.

Non tutti i fattori critici che ostacolano lo sviluppo dell'idroelettrico sono controllabili dagli operatori, ma sicuramente alcuni possono essere gestiti o perlomeno essere influenzati in un'ottica propositiva (Figura 10.1).

Priorità di innovazione e ricerca nel settore idroelettrico

FIGURA 10.1

Visualizzazione circolare dei fattori correlati al settore idroelettrico (l'intensità è indicata dallo spessore delle linee) [332].



Tra gli aspetti prioritari che necessitano attenzione va segnalata sicuramente l'accettabilità pubblica delle dighe e degli impianti idroelettrici; in questo caso, la comunicazione è fondamentale per rendere consapevoli i cittadini sul ruolo dell'idroelettrico e dei serbatoi di accumulo nel contesto energetico attuale e futuro.

Altrettanto importante è promuovere nuovi progetti che, secondo la tassonomia, possano accedere ai fondi della finanza sostenibile essendo in grado di minimizzare gli impatti sull'ambiente e sugli ecosistemi. In ogni caso, per attrarre gli investitori serve anche introdurre forme di remunerazione dei servizi svolti per la rete e la società più in generale, adeguare i meccanismi del mercato dell'energia e il quadro regolatorio (p.es. abolire la doppia tassazione per i pompaggi, aumentare le quotazioni della CO₂, standardizzare le regole per il rinnovo delle concessioni, ecc.). Analisi multicriterio dovrebbero essere applicate per tenere conto di indicatori legati al consumo energetico, all'impronta ecologica (*carbon footprint*) e ai costi di produzione, esercizio, smaltimento e dismissione degli impianti.

La creazione di nuovi impianti di pompaggio può contribuire a rendere indipendente il sistema energetico europeo ma, a tal fine, serve anche investire per mantenere alti i livelli di sicurezza e affidabilità degli impianti esistenti, sempre più soggetti a fenomeni di invecchiamento.

10.3

AVVIO DELLA PIATTAFORMA ETIP HYDROPOWER

Il progetto HYDROPOWER-EUROPE ha messo in evidenza le esigenze di ricerca e sviluppo del settore idroelettrico ma tuttora le strategie politiche europee prestano scarsa attenzione a questo settore, nonostante siano in grado di fornire i servizi di rete necessari per sfruttare al meglio le fonti rinnovabili non programmabili e di svolgere azioni di mitigazione per contrastare il cambiamento climatico.

Al termine del progetto HYDROPOWER-EUROPE, l'EurCOLD ha pertanto avviato l'organizzazione della ETIP HYDROPOWER³, una piattaforma di innovazione tecnologica con il compito di:

- Rappresentare il mondo dell'industria e accademico, i centri di ricerca, gli operatori e le associazioni di settore in campo idroelettrico presso la Commissione europea.
- Migliorare e diffondere gli argomenti di ricerca e di innovazione delineati nella RIA e promuovere la messa a terra dei progetti strategici riportati nella SIR, garantendo un aggiornamento continuo delle esigenze future del settore idroelettrico e tenendo presente le priorità politiche emergenti.

³ <https://etip-hydropower.eu/>

Priorità di innovazione e ricerca nel settore idroelettrico

- Allineare e coordinare le strategie industriali della RIA e della SIR al SET-PLAN⁴ (*Strategic Energy Technology Plan*), che intende incentivare lo sviluppo di tecnologie *green*, coerenti con le politiche della Commissione europea in materia di clima e di energia.
- Individuare e approfondire le barriere che ostacolano l'innovazione e l'industrializzazione dei risultati della ricerca in campo idroelettrico.

In generale, l'ETIP HYDROPOWER punta a essere riconosciuta come un interlocutore qualificato e di riferimento presso la Commissione europea, gli Stati membri e i Paesi associati in merito alle necessità specifiche del settore idroelettrico nel campo della ricerca e dell'innovazione e con riferimento alla scelta dei temi da rendere prioritari.

L'ETIP HYDROPOWER, inoltre, attiverà collaborazioni con altre piattaforme analoghe per garantire sinergie tra le rispettive attività e i campi di competenza, ma anche per evitare la predisposizione e la promozione di strategie in contrapposizione o di sviluppi tecnologici non compatibili.

La struttura organizzativa della ETIP HYDROPOWER è mostrata in Figura 10.2. Nel 2023, Antonella Frigerio e Giorgia Faggiani di RSE sono entrate a fare parte della *General Assembly* (GA).

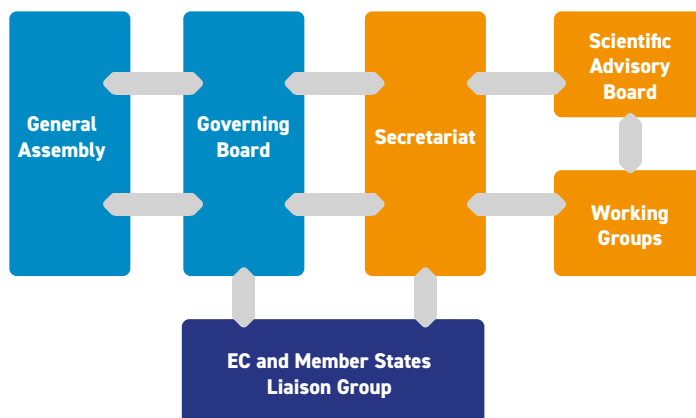
A novembre 2023, Antonella Frigerio di RSE è stata eletta nel *Governing Board* (GB) della ETIP HYDROPOWER, settore 6 "*Research, innovation & development*", unica rappresentante italiana⁵. Il GB è composto da 26 membri che a dicembre 2023 hanno eletto il proprio rappresentante e i due vice che lo affiancheranno. I risultati delle votazioni sono stati resi noti il 14 dicembre⁶: Denis Aelbrecht di EDF (Francia) è stato eletto *chair*, mentre Antonella Frigerio di RSE (Italia) e Peter Stettner di Andritz Hydro (Austria) sono stati nominati *co-chair*.

⁴ https://energy.ec.europa.eu/topics/research-and-technology/strategic-energy-technology-plan_en

⁵ <https://etip-hydropower.eu/about-hydropower-in-europe/etip-hydropower-governing-board-members/>

⁶ <https://vote.electionrunner.com/election/JakSu/results>

FIGURA 10.2

Struttura organizzativa della ETIP HYDROPOWER⁷.

⁷ <https://etip-hydropower.eu/about-hydropower-in-europe/etip-hydropower-governance/>

La monografia sull'idroelettrico fa parte della collana RSEview¹ di RSE e ha l'obiettivo di fornire un quadro d'insieme il più possibile completo ed esaustivo di questo settore, soprattutto nel contesto italiano.

La monografia mette in luce gli studi di Ricerca di Sistema promossi e sviluppati negli ultimi anni per preservare il patrimonio delle infrastrutture esistenti, per valorizzarne i punti di forza e analizzare le barriere tecniche, sociali, ambientali ed economiche che potrebbero ostacolare l'impiego di questi impianti nel processo di transizione energetica.

In merito ai servizi di rete che può fornire l'idroelettrico, ci si è soffermati soprattutto sulla capacità di accumulo analizzando gli scambi di energia degli impianti di pompaggio sul mercato elettrico. Per migliorare la flessibilità degli impianti idroelettrici si propone quale soluzione tecnologica l'ibridizzazione con altri sistemi di accumulo, in particolare batterie e *flywheel*. In tal modo, alla disponibilità di potenza dell'idroelettrico, su tempi lunghi, si unisce la rapidità di risposta delle altre due tecnologie.

In caso di rottura, le dighe rappresentano una fonte di pericolo ma, se ben gestite e controllate, possono anche fornire servizi di interesse comune, mitigando il rischio alluvioni dei territori a valle in caso di piogge estreme oppure fornendo riserva idrica al settore agricolo durante prolungati periodi di siccità o per la lotta agli incendi boschivi.

Tra le principali barriere che potrebbero ostacolare lo sviluppo dell'idroelettrico, ci si sofferma sugli impatti dei cambiamenti climatici, che avranno effetti sia sugli ecosistemi degli invasi sia sulla disponibilità della risorsa idrica, e sulla problematica dell'interrimento dei serbatoi che incide sulla capacità di stoccaggio. A livello italiano, comunque, il primo grande scoglio da superare per evitare che l'idroelettrico sia il tassello del *puzzle* mancante del processo di transizione energetica è sicuramente il problema del rinnovo delle concessioni, molte già scadute e altre in fase di scadenza. Questa situazione di stallo sta comportando una forte riduzione degli investimenti e, nei casi estremi, può portare addirittura alla dismissione degli impianti perché non più economicamente vantaggiosi.

In ogni caso, per coniugare gli obiettivi energetici con quelli climatici e ambientali, l'idroelettrico deve promuovere azioni volte a mitigare gli impatti ambientali ed ecosistemici delle proprie infra-

¹ <https://www.rse-web.it/prodotti-editoriali/>

strutture, proporre nuovi progetti che siano sostenibili per riscuotere il consenso pubblico, agevolare gli iter autorizzativi e riuscire ad accedere ai fondi della finanza sostenibile grazie agli indirizzi proposti dalla tassonomia che classifica in modo unificato, a livello europeo, le attività sostenibili sotto il profilo ambientale. Questa nuova collocazione dell'idroelettrico nel contesto energetico ha fatto anche nascere nuove esigenze di ricerca e innovazione che nella monografia vengono analizzate facendo riferimento ai risultati del progetto europeo HYDROPOWER-EUROPE, recentemente concluso, e alle recenti attività promosse dalla piattaforma ETIP HYDROPOWER.

La monografia dà visibilità anche a diversi prodotti e studi di rilievo realizzati da RSE nella Ricerca di Sistema negli ultimi anni, tra i quali si citano: il prodotto FloodRisk in grado di effettuare una stima delle conseguenze, in termini di possibili perdite di vite umane o di danni economici diretti, per un ipotetico *dam-break* o un generico allagamento, utilizzando le mappe degli elementi esposti e i risultati della simulazione della propagazione dell'onda di piena, ottenuti con un modello idrodinamico 2D; il codice SPHERA (RSE SpA, 2021), basato sul metodo di fluidodinamica computazionale chiamato *Smoothed Particle Hydrodynamics* (SPH), per la simulazione di inondazioni improvvise e frane rapide alla scala di sotto-bacino per la sicurezza di impianti idroelettrici, sottostazioni elettriche e sostegni delle linee elettriche [335] [336]; il modello di propagazione delle onde sismiche SAM-4D per la valutazione della sicurezza sismica dei sistemi digabacino-fondazione.

La monografia si conclude con due appendici di carattere didattico conoscitivo. Nella prima si riporta un glossario che descrive brevemente le componenti principali di un impianto idroelettrico, dalle opere di presa fino alla centrale e alle opere di restituzione delle acque in alveo. Nella seconda si fornisce una breve descrizione delle cause che portarono ai tre disastri che condizionarono l'opinione pubblica e le strategie di sviluppo energetico in Italia (i disastri del Gleno nel 1923, del Molare nel 1935 e del Vajont nel 1963); questi drammatici eventi hanno consentito, tuttavia, di migliorare le conoscenze geologiche, geotecniche, oltre che idrologiche, idrauliche e strutturali, e di trarre insegnamenti che hanno portato a introdurre modifiche nelle normative per evitare il verificarsi di altre tragedie.

Acronimo	Descrizione
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
ACUR	<i>Air Cushion Underground Reservoir</i>
aFRR	<i>automatic Frequency Restoration Reserve</i>
ai:SEN	Atlante Integrato per il Sistema Energetico Nazionale
AR	<i>Assessment Report</i>
ARPA	Agenzia Regionale per la Protezione ambientale
BAU	<i>Business As Usual</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BIGBANG	Bilancio Idrologico GIS BAsed a scala Nazionale su Griglia regolare
BRP	<i>Balance Responsible Party</i>
BSP	<i>Balancing Service Provider</i>
C.S.LL.PP.	Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici
CACM	<i>Capacity Allocation and Congestion Management</i>
CDP	Capacità Disponibile in Probabilità
CED	Centri di Elaborazione Dati
CDD	<i>Consecutive Dry Days</i>
CFD	<i>Computational Fluid Dynamic</i>
CIMA	Centro Internazionale in Monitoraggio Ambientale
CIP	Comitato Interministeriale dei Prezzi
CLM	<i>Climate Limited-area Model</i>
COSMO	<i>Consortium for Small scale MOdelling</i>
COSMO-CLM	<i>COSMO model version of the CLM-Community</i>
CSLS	<i>Cost per Statistical Life Saved</i>
D.lgs.	Decreto legislativo
D.M.	Decreto Ministeriale
DDL	Disegno di Legge
DE	Deflusso Ecologico
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
DFIM	<i>Doubly Fed Induction Machine</i>
DGD	Direzione Generale per le Dighe e le infrastrutture idriche
DGPV	Deformazione Gravitativa Profonda di Versante
DHS	<i>Department of Homeland Security</i>
DMV	Deflusso Minimo Vitale
DNSH	<i>Do Not Significant Harm</i>
DPC	Documento di Protezione Civile
DPCM	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
DSO	<i>Dam Safety Office</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i> (nel §8)

DSR	<i>Demand Side Response</i>
DTF	Disposizioni Tecniche di Funzionamento
DTM	<i>Digital Terrain Model</i>
DUSAF	Destinazione d'Uso dei suoli Agricoli e Forestali
EI	<i>Energy Institute</i>
EIONET	<i>European Environment Information and Observation Network</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EREF	<i>European Renewable Energy Association</i>
ESHA	<i>European Small Hydropower Association</i>
EurCOLD	<i>ICOLD European Club</i>
EWG	<i>Europeana Working Group</i>
FCR	<i>Frequency Containment Reserve</i>
F-D	<i>Frequency-Damage</i>
FEM	<i>Finite Element Method</i>
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FESS	<i>Flywheel Energy Storage System</i>
FR	<i>Fast Reserve</i>
FRR	<i>Frequency Restoration Reserve</i>
FS	<i>Frequency Split</i>
FSFC	<i>Full-Size Frequency Converter</i>
FV	Fotovoltaico
GAUDI	Gestione Anagrafica Unica degli Impianti e Unità di Produzione
GdL	Gruppo di Lavoro
GME	Gestore Mercati Energetici
GNU	<i>General Public License</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GRTN	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
HR	<i>Hydro Recharge</i>
HSC	<i>Hydraulic Short Circuit</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IASH	<i>International Association for Small Hydro</i>
ICOLD	<i>International Commission on Large Dams</i>
ICSHP	<i>International Center on Small Hydro Power</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IHA	<i>International Hydropower Association</i>
IJHD	<i>International Journal on Hydropower and Dams</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>

Acronimi

IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISP	<i>Imbalance Settlement Period</i>
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto Nazionale Statistica
ITCOLD	<i>Italian Commission on Large Dams</i>
LCA	<i>Life Cycle Assessment</i>
LOLE	<i>Loss Of Load Expectation</i>
MACSE	Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico
MARI	<i>Manually Activated Reserves Initiative</i>
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MASH	<i>Moving Average with Shifting Horizon</i>
MATTM	Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare
MB	Mercato di Bilanciamento
MCA	<i>Multi-Criteria Analysis</i>
mFRR	<i>Manual Frequency Restoration Reserve</i>
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	<i>Mission Innovation</i>
MIMS	Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili
MIT	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti
ML	<i>Machine Learning</i>
MPEG	Mercato dei prodotti giornalieri
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MTE	Mercato elettrico a termine
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
O&M	<i>Operation & Maintenance</i>
OTC	<i>Over The Counter</i>
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PCM	Presidenza del Consiglio dei Ministri
PdC	Pompe di Calore
PED	Piano di Emergenza Dighe
PGRA	Piani di Gestione del Rischio Alluvioni
PHS	<i>Pumped Hydropower Storage</i>
PICASSO	<i>Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation</i>
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

PSHP	<i>Pumped Storage Hydro Power</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PTA	Piano di Tutela delle Acque
R.D.	Regio Decreto
RBC	Rapporto Benefici Costi
RBM	<i>Raise Boring Machine</i>
RID	Registro Italiano Dighe
RPC	<i>Representative Concentration Pathway</i>
RR	<i>Replacement Reserve</i>
RS	Riserva Secondaria
RSE	Ricerca sul Sistema Energetico
RUSLE	<i>Revised Universal Soil Loss Equation</i>
SAR	<i>Synthetic Aperture Radar</i>
SND	Servizio Nazionale Dighe
SPH	<i>Small Hydropower Plants</i>
SPH	<i>Smoothed Particle Hydrodynamics</i>
SOC	<i>State Of Charge</i>
SOGL	<i>System Operation GuideLine</i>
SUFRI	<i>Sustainable strategies of Urban Flood Risk management</i>
SVM	<i>Support-Vector Machines</i>
TBM	<i>Tunnel Boring Machines</i>
TERRE	<i>Trans European Replacement Reserves Exchange</i>
TIDE	Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
TIS	Testo Integrato <i>Settlement</i>
TMB	<i>Tunnel Boring Machines</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UAS	Unità Abilitata Singolarmente
UdD	Utente del Dispacciamento
UN-ISDR	<i>United Nations International Strategy for Disaster Reduction</i>
UNESCO	<i>United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization</i>
UNIDO	<i>United Nations Industrial Development Organization</i>
UNPEDE	<i>Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique</i>
UPI	Unità di Produzione Integrate
UPR	Unità di Produzione Rilevanti
US	<i>United States</i>
UVA	Unità Virtuali Abilitate
UVAC	Unità Virtuali Abilitate di Consumo
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste

Acronimi

UVAN	Unità Virtuale Abilitata Nodale
UVAP	Unità Virtuali Abilitate di Produzione
VAN	Valore Attuale Netto
VENF	Valore dell'Energia elettrica Non Fornita
VIA	Valutazione dell'Impatto Ambientale
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>
WACC	<i>Weighted average cost of capital</i>
WP	<i>Work Package</i>
XBID	<i>Cross Border Intraday</i>
YP	<i>Young Professionals</i>

Bibliografia

- [1] Energy Institute, «Statistical Review of Energy World,» ISSN 2976-7857, ISBN 978 1 78725 379 7, United Kingdom, 2023.
- [2] IRENA, «IRENASTAT Online Data Query Tool,» 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Statistics/Download-query-tools>.
- [3] M. dal Verme, D. Lipari, G. Lucido, V. Maio, V. Surace e P. Liberatore, «Rapporto statistico 2021. Energia da fonti rinnovabili in Italia,» Rapporto GSE, Roma, 2023.
- [4] International Energy Agency, «Hydropower Special Market Report. Analysis and forecast to 2030,» 2021.
- [5] Joint Research Centre (JRC), European Commission, «Position Paper on Water, Energy, Food, and Ecosystem (WEFE) Nexus and Sustainable development Goals (SDGs),» C. Carmona-Moreno, C. Dondeynaz, M. Biedler, EUR 29509 EN, Publications Office of the European Union, ISBN 978-92-79-98276-7, doi:10.2760/5295, JRC114177, Luxembourg, 2019.
- [6] United Nations, General Assembly, «Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development,» A/RES/70/1 , 2015.
- [7] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «D.M. 4 agosto 2014, n.346,» Gazzetta Ufficiale n.297, 2014.
- [8] D. de Wrachien e S. Mambreti, Dam-break Problems. Solutions and Case Studies, WIT Press, 2009.
- [9] Legambiente, L'idroelettrico: impatti e nuove sfide al tempo dei cambiamenti climatici, Dossier, 2018.
- [10] Centro Studi sul Territorio "Lelio Pagani", A partire da quel che resta. Il disastro del Gleno tra storia e paesaggio, memoria e futuro (1923-2023), Milano: FrancoAngeli s.r.l., 2023.
- [11] Vittorio Emanuele III, Re d'Italia, «Regio Decreto 31 dicembre 1925, n. 2540. Regolamento per i progetti, la costruzione e l'esercizio delle dighe di ritenuta,» *Gazzetta Ufficiale Regno d'Italia* n. 38, 16 2 1926.
- [12] Vittorio Emanuele III, Re d'Italia, «Regio Decreto 1° ottobre 1931, n. 1370. Regolamento per la compilazione dei progetti, la costruzione e l'esercizio delle dighe di ritenuta,» *Gazzetta Ufficiale del Regno* n. 271, 24 11 1931.
- [13] Presidente della Repubblica, «Decreto legislativo 23 febbraio 2010, n. 49. Attuazione della direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni,» *Gazzetta Ufficiale*, 2 04 2010.
- [14] Ministero dei Lavori Pubblici, «Circolare 4 dicembre 1987, n. 352. Prescrizioni inerenti l'applicazione del regolamento sulle dighe di ritenuta approvato con D.P.R. 1 Novembre 1959, N. 1363,» *Gazzetta Ufficiale*, 19 1 1988.
- [15] Presidente della Repubblica, «Decreto legislativo 31 marzo 1998, n.

-
- 112,» *Gazzetta Ufficiale*, 21 4 1998.
- [16] Presidente della Repubblica, «Decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152,» *Gazzetta Ufficiale*, 11 05 1999.
- [17] Presidente della Repubblica, «Legge 28 maggio 2004, n. 139,» *Gazzetta Ufficiale*, 29 5 2004.
- [18] Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, «Redazione della mappa di pericolosità sismica,» Rapporto finale, 2003.
- [19] Presidente della Repubblica, «Decreto-legge 3 ottobre 2006, n. 262,» *Gazzetta Ufficiale*, 3 10 2006.
- [20] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «Decreto Ministeriale 26 Giugno 2014. Norme tecniche per la progettazione e la costruzione degli sbarramenti di ritenuta (dighe e traverse),» *Gazzetta Ufficiale*, n. 156, 08 07 2014.
- [21] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «Circolare della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche ed elettriche 15 dicembre 2014, n. 25172. Verifiche di rivalutazione della sicurezza sismica delle dighe. Individuazione dei casi prioritari,» *Gazzetta Ufficiale*, 8 7 2014.
- [22] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «Circolare della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche ed elettriche 8 novembre 2017, n. 25157. Controlli straordinari a seguito di eventi sismici,» 2017.
- [23] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «Circolare della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche ed elettriche 26 luglio 2018, n. 17281. Verifiche sismiche delle grandi dighe, degli scarichi e delle opere complementari e accessorie,» 2018.
- [24] A. Lanzi, P. Paoliani, *Verifiche sismiche delle grandi dighe, degli scarichi e delle opere complementari e accessorie. Istruzioni per l'applicazione della normativa tecnica di cui al D.M. 26.06.2014 (NTD14)*, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Dipartimento per le infrastrutture, i sistemi informativi e statistici. Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche ed elettriche: Circolare Direzione Generale Dighe - Divisione VI Strutture e Geotecnica, 26 luglio 2018 n. 17281 e s.m.i..
- [25] Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato, «Decreto 26 gennaio 2000 e s.m.i. Individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico,» *Gazzetta Ufficiale*, 3 2 2000.
- [26] Presidente della Repubblica, «Legge 21 ottobre 1994, n. 584. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 agosto 1994, n. 507, recante: Misure urgenti in materia di dighe,» *Gazzetta Ufficiale*, 31 10 1994.
- [27] ITCOLD, «Le piccole dighe in Italia,» Bollettino, 2017.

Bibliografia

- [28] ITCOLD, «Italian dam engineering abroad», Bollettino, 2016.
- [29] European Commission (EC), «The European Green Deal», [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.
- [30] European Commission (EC), «Cronistoria – Green Deal europeo e pacchetto Pronti per il 55%», [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/>.
- [31] UNIPEDE, Statistical terminology employed in the electricity supply industry, Paris La Defense Cedex, France, 1991.
- [32] IRENA, «Hydropower», *Renewable energy technologies: cost analysis series*, vol. 1 (Power Sector), n. 3/5, 2012.
- [33] Hydrolowhead, «D6.1 Technology and market watch interim report», Horizon 2020, 2016.
- [34] D. Liu, H. Liu e X. K. E. Wang, «World Small Hydropower Development Report 2019 - Europe», United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power, www.smallhydropower.org, 2019.
- [35] ESHA, «Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant», EC Project «Thematic Network on Small Hydropower», 2004.
- [36] C. Penche, Layman's handbook on how to develop a small hydro site, Directorate General for Energy, DG XVII, 1998.
- [37] ARERA, «Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica», *Delibera ARG 124/10*, 04 08 2010.
- [38] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima», 2023.
- [39] MiSE, MATTM, MIT, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima», 2019.
- [40] Terna, «Pubblicazioni Statistiche», [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>. [Consultato il giorno 18 ottobre 2023].
- [41] GSE, «Rapporto statistico 2019 - Fonti rinnovabili», 2021.
- [42] Presidente della Repubblica, «Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili», *Gazzetta Ufficiale*, 30 11 2021.
- [43] International Energy Agency, «Hydropower Special Market Report. Analysis and forecast to 2030», 2021.
- [44] ITCOLD, «Riabilitazione delle dighe. Osservatorio permanente»,

-
- Bollettino, 2018.
- [45] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, «Direttiva UE 2018/2001 - RED II,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 21 12 2018.
- [46] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, «Direttiva (UE) 2023/2413 - RED III,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 31 10 2023.
- [47] ARERA, «Criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell'articolo 18 del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 210,» *Deliberazione 247/2023/R/eel*, 06 06 2023.
- [48] Terna, «Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica,» *Adempimento della Delibera 247/2023/R/EEL*, 2023.
- [49] Terna, «Piano di Sviluppo della Rete,» 2023.
- [50] International Energy Agency, «Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector,» 2021.
- [51] International Hydropower Association, «Hydropower Status Report - Sector trends and insights,» 2021.
- [52] A. Frigerio, M. Meghella, G. Bruno e G. Stella, «Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema elettrico italiano,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 11000299, Milano, 2011.
- [53] A. Frigerio, M. Meghella e G. Bruno, «Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema idroelettrico italiano – Analisi di fattibilità preliminari,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 12000959, Milano, 2012.
- [54] S. Maran e E. Garofalo, «INSPIRE-Grid: Improved and enhanced stakeholder participation in reinforcement of electricity grid,» *INSPIRE-Grid*.
- [55] IEC, «Electrical Energy Storage - White paper,» 2011.
- [56] N. S. Pearre e L. G. Swan, «Technoeconomic feasibility of grid storage: Mapping electrical services and energy storage technologies,» *Applied Energy*, vol. 137, p. 501–510, Gennaio 2015.
- [57] K. Bradbury, L. Pratson and D. Patiño-Echeverri, «Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets,» *Applied Energy*, vol. 114, p. 512–519, Febbraio 2014.
- [58] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir and E. J. McKeogh, «Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, p. 1293–1302, Maggio 2010.
- [59] J. I. Pérez-Díaz and J. Jiménez, «Contribution of a pumped-storage hydropower plant to reduce the scheduling costs of an isolated power

Bibliografia

- system with high wind power penetration," *Energy*, vol. 109, p. 92–104, Agosto 2016.
- [60] G. Ardizzon, G. Cavazzini and G. Pavesi, "A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, p. 746–761, Marzo 2014.
- [61] E. Bortoni, Z. de Souza, A. Viana, H. Villa-Nova, Â. Rezek, L. Pinto, R. Siniscalchi, R. Bragança and J. Bernardes, "The Benefits of Variable Speed Operation in Hydropower Plants Driven by Francis Turbines," *Energies*, vol. 12, p. 3719, Gennaio 2019.
- [62] T. Mercier, M. Olivier e E. Dejaeger, «Operation ranges and dynamic capabilities of variable-speed pumped-storage hydropower,» *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 813, 2017.
- [63] J. Pérez Díaz, G. Cavazzini, F. Blázquez, C. Platero, J. Fraile-Ardanuy, J. Sánchez e M. Chazarra, «Technological developments for pumped-hydro energy storage,» Technical Report, Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage, European Energy Research Alliance, 2014.
- [64] A. Joseph, T. R. Chelliah, R. Selvaraj e K.-B. Lee, «Fault Diagnosis and Fault-Tolerant Control of Megawatt Power Electronic Converter-Fed Large-Rated Asynchronous Hydrogenerator,» *Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, n. 2403-2416, p. 4, 2019.
- [65] J.-K. Lung, Y. Lu, W.-L. Hung e W.-S. Kao, «Modeling and Dynamic Simulations of Doubly Fed Adjustable-Speed Pumped Storage Units,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, n. 2, pp. 250-258, 2007.
- [66] P. Cruz, H. M. I. Pousinho, R. Melício and V. M. F. Mendes, "Optimal Coordination on Wind-Pumped-Hydro Operation," *Procedia Technology*, vol. 17, p. 445–451, 2014.
- [67] M. Miao, Z. Wu, S. Lou and Y. Wang, "Research on Optimizing Operation of Hybrid PV Power and Pumped Hydro Storage System," *Energy Procedia*, vol. 118, p. 110–118, Agosto 2017.
- [68] A. Dimeas e N. Hatziaargyriou, «Agent based control of Virtual Power Plants,» in *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, Kaohsiung, 2007.
- [69] J. Driesen, G. Deconinck, W. D'Haeseleer e R. Belmans, «Active User Participation in Energy Markets Through Activation of Distributed Energy Resources,» in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, 2007.
- [70] M. A. A. Pedrasa, T. D. Spooner and I. F. MacGill, "A novel energy service model and optimal scheduling algorithm for residential distributed energy resources," *Electric Power Systems Research*, vol. 81,

-
- p. 2155–2163, Dicembre 2011.
- [71] M. Braun e P. Strauss, «A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems,» *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 4, p. 297–319, 2008.
- [72] B. Roossien, A. van den Noort, R. Kamphuis, F. Bliek, M. Eijgelaar e J. de Wit, «Balancing wind power fluctuations with a domestic Virtual Power Plant in Europe's First Smart Grid,» in *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, Trondheim, 2011.
- [73] J. Alterach, S. Canevese, A. Gatti, M. Rapizza, G. Stella, R. Calisti, G. Cavazzini e S. Casarin, «Sviluppo di un modello numerico dinamico di pompaggio idroelettrico ibrido e impostazione metodologica per la localizzazione degli impianti,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 20010322, Milano, 2020.
- [74] J. Alterach, S. Canevese, A. Gatti, M. Rapizza, G. Cavazzini e S. Casarin, «Modello dinamico ottimizzato del pompaggio ibrido,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 21012476, Milano, 2021.
- [75] S. Casarin, G. Cavazzini e J. I. Pérez Diaz, «Studio teorico di modellazione numerica dinamica di un impianto di pompaggio reversibile a giri variabili integrato con Sistema di Accumulo Elettrochimico e con Fly Wheels,» Università degli Studi di Padova, Padova, 2020.
- [76] S. Casarin, G. Cavazzini e J. I. Pérez Diaz, «Ottimizzazione dell'ibridazione di un impianto di pompaggio con Sistemi di Accumulo Elettrochimico e Flywheel e valutazione dell'impatto nel sistema elettrico sardo,» Università degli Studi di Padova, Padova, 2021.
- [77] D. Laban, «Hydro/Battery Hybrid Systems for Frequency Regulation,» Master Thesis, MSc in Energy Engineering, Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, 2019.
- [78] J. Alterach, G. Gardini, M. Meghella, M. E. Gobbi e R. Marazzi, «Studi e analisi di pre-fattibilità per l'integrazione ottimale in rete dell'energia prodotta da fonti rinnovabili mediante sistemi di pompaggio marino,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 13000592, Milano, 2013.
- [79] J. Alterach, A. Danelli, M. Meghella, S. Sperati, R. Calisti, A. Gatti, R. Marazzi, G. Bruno, F. Careri, F. Davò, A. L'Abbate e A. Pitto, «Progetto di massima e valutazione tecnico economica di un impianto di pompaggio e generazione marino, mediante l'utilizzo di macchine reversibili a giri variabili,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 14000684, Milano, 2014.
- [80] J. Alterach, R. Calisti, M. Cazzolo, G. Bruno, R. Marazzi, A. L'Abbate, A. Amicarelli, A. Danelli, F. Careri e S. Sperati, «Impianto di pompaggio

Bibliografia

- marino: iniziative per la fattibilità e l'integrazione ottimale in rete,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 15000350, Milano, 2015.
- [81] J. Torres, M. Blanco, M. Lafoz, G. Navarro, J. Nájera e M. Santos-Herran, «Dimensioning Methodology of Energy Storage Systems for Power Smoothing in a Wave Energy Conversion Plant Considering Efficiency Maps and Filtering Control Techniques,» *Energies*, vol. 13, p. 3380, 7 2020.
- [82] J. Torres, P. Moreno-Torres, G. Navarro, M. Blanco e M. Lafoz, «Fast Energy Storage Systems Comparison in Terms of Energy Efficiency for a Specific Application,» *IEEE Access*, vol. 6, p. 40656–40672, 2018.
- [83] J. Torres, G. Navarro, M. Blanco, M. González-de-Soto, L. García-Tabares e M. Lafoz, «Efficiency Map to Evaluate the Performance of Kinetic Energy Storage Systems Used with Renewable Generation,» in *2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*, 2018.
- [84] Adam Nieslony, *Rainflow Counting Algorithm*, 2020.
- [85] D. François, A. Pineau e A. Zaoui, *Mechanical Behaviour of Materials, Vol II: Viscoplasticity, Damage, Fracture and Contact Mechanics*, Springer Netherlands, 1998.
- [86] Terna, «Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza, Allegato A.15 del Codice di Rete, Rev. 02 del 15 febbraio 2021,» 2021.
- [87] M. Sharafi e T. Y. ELMekkawy, «Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach,» *Renewable Energy*, vol. 68, p. 67–79, 2014.
- [88] M. A. A. Pedrasa, T. D. Spooner e I. F. MacGill, «A novel energy service model and optimal scheduling algorithm for residential distributed energy resources,» *Electric Power Systems Research*, vol. 81, p. 2155–2163, 2011.
- [89] R. K. Sahu, S. Panda e G. T. Chandra Sekhar, «A novel hybrid PSO-PS optimized fuzzy PI controller for AGC in multi area interconnected power systems,» *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 64, p. 880–893, 2015.
- [90] S. Dawn, P. K. Tiwari e A. K. Goswami, «Efficient approach for establishing the economic and operating reliability via optimal coordination of wind-PSH-solar-storage hybrid plant in highly uncertain double auction competitive power market,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, p. 1189–1202, 2018.
- [91] D. K. Gupta, R. Naresh e A. V. Jha, «Automatic Generation Control for Hybrid Hydro-Thermal System using Soft Computing Techniques,» *2018 5th IEEE Uttar Pradesh Section International Conference on*

-
- Electrical, Electronics and Computer Engineering, UPCON 2018*, p. 1–6, 2018.
- [92] ARERA, «Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza,» *Deliberazione 231/2013/R/eel*, 30 05 2013.
- [93] ARERA, «Regime transitorio per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza,» *Deliberazione 66/2014/R/eel*, 20 02 2014.
- [94] Terna, «Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza, Allegato A.73 del Codice di Rete, Rev. 01 del 31/03/2014,» 2014.
- [95] K. Mongird, V. V. Viswanathan, P. J. Balducci, M. J. E. Alam, V. Fotedar, V. S. Koritarov e B. Hadjerioua, «Energy Storage Technology and Cost Characterization Report,» 2019.
- [96] C. W. Hamal e A. Sharma, «Adopting a Ramp Charge to Improve Performance of the Ontario Market,» p. 53, 2006.
- [97] Terna, «Progetto pilota riserva ultra-rapida,» 20 11 2019. [Online].
- [98] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza,» *Deliberazione 200/2020/R/eel*, 03 06 2020.
- [99] M. R. Rapizza, A. Iaria e D. Cirio, «Regolazioni innovative dell'eolico: impatto sulla stabilità di frequenza,» *L'Energia Elettrica*, vol. 2, p. 37–51, 2020.
- [100] Terna, «CENTRALI EOLICHE - Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo, Allegato A.17 del Codice di Rete,» 2018.
- [101] Terna, «CENTRALI FOTOVOLTAICHE - Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo, Allegato A.68 del Codice di Rete,» 2018.
- [102] Terna, «Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita, Allegato A.70 del Codice di Rete,» 2012.
- [103] Consiglio dell'Unione Europea, «Pacchetto Fit for 55,» [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>.
- [104] ENEL, «Conto consuntivo ENEL per l'esercizio 1965».
- [105] ENEL, «Conto consuntivo ENEL Esercizio Finanziario 1971».
- [106] ENEL, «Conto consuntivo ENEL Esercizio Finanziario 1972».
- [107] ENEL, «Bilancio consuntivo dell'esercizio finanziario 1985».
- [108] Presidente della Repubblica, «Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79,» *Gazzetta Ufficiale*, 31 3 1999.

Bibliografia

- [109] ARERA, «Relazione Annuale 2000,» 04 07 2000. [Online]. Available: <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2000>.
- [110] C. Andrey, P. Barberi e L. Nuffel, «Study on energy storage : contribution to the security of the electricity supply in Europe,» Publications Office, 2020, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/077>.
- [111] GRTN, «Regole Tecniche di Dispacciamento,» Versione V.0, pubblicato il 07-07-2000.
- [112] GRTN, «Regole per il Dispacciamento,» Versione V. 2.2, pubblicato il 01-06-2004.
- [113] Terna, «Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete,» 2022.
- [114] L. Michi, «Il ruolo chiave degli impianti di pompaggio nel sistema elettrico Italiano,» GIORNATA DI STUDIO SULL'ACCUMULO DELL'ENERGIA, 21 marzo 2014, Firenze. website: https://www.aeit.it/aeit/news/nws_tun_16.pdf.
- [115] Terna, «Partecipazione nazionale alla Piattaforma RR,» 2020.
- [116] GME, «Relazione Annuale,» 2021.
- [117] GME, «Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD,» *Disposizione tecnica di funzionamento MPE, n. 03 (rev. 08)*, 31 12 2010.
- [118] Terna, «Piano di Sviluppo 2021,» 2021.
- [119] IREN, «Impianti idroelettrici,» IREN, 2022. [Online]. Available: Website: <https://www.gruppofiren.it/it/i-nostri-servizi/produzione-energia/impianti-idroelettrici.html> . [Consultato il giorno 20 ottobre 2022].
- [120] Terna, «Stato del sistema elettrico,» 2023.
- [121] ARERA, «Aggiornamento delle fasce orarie con decorrenza 1 gennaio 2007,» *Delibera/Provvedimento 181/06, 02 08 2006 (GU n. 211, 11-09-2006)*, 04 08 2006.
- [122] J. Alterach, E. Lembo, D. Airoidi, M. Volonterio, G. Stella, M. Vergata, F. Colucci e E. Rondena, «Atlante Integrato e implementazione di funzionalità a supporto della distribuzione,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 17006689, Milano, 2018.
- [123] J. Alterach, E. Lembo, D. Airoidi, G. Stella, M. Vergata, F. Colucci, C. Vannini e E. Garofalo, «Atlante Integrato per il Sistema Energetico Nazionale e le Fonti Rinnovabili (ai:SEN),» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18007806, Milano, 2018.
- [124] J. Alterach, G. Bruno, A. Danelli, P. Federici e G. Costantino, «Calcolo del potenziale di accumulo energetico mediante impianti di pompaggio idroelettrico sotterraneo,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 16002842, Milano, 2016.

-
- [125] L. Serri, J. Alterach, G. Stella, F. Colucci e A. Danelli, «Implementazione della versione base dell'Atlante Integrato e costruzione di mappe specifiche,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 17000266, Milano, 2016.
- [126] International Forum on Pumped Storage Hydropower, «Pump it up: Recommendations for urgent investment in pumped storage hydropower to back the clean energy transition,» 2021.
- [127] HYDROPOWER-EUROPE, «Research & Innovation Agenda. Extended executive summary brochure,» www.hydropower-europe.eu, Horizon 2020. Grant agreement No 826010, 2021.
- [128] J. Alterach, M. Volonterio e A. Abbate, «Localizzazione e caratterizzazione di impianti di pompaggio tradizionali e marini italiani, considerando l'incidenza dell'interrimento e nuove metodologie GIS,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 22013965, Milano, 2022.
- [129] P. Panagos, P. Borrelli, J. Poesen, C. Ballabio, E. Lugato, K. Meusburger, L. Montanarella e C. Alewell, «The new assessment of soil loss by water erosion in Europe,» *Environmental Science & Policy*, vol. 54, pp. 438-447, 2015.
- [130] W. H. Wischmeier e D. S. Dwight, Predicting rainfall erosion losses: a guide to conservation planning. No. 537, Department of Agriculture, Science and Education Administration, 1978.
- [131] J. Alterach, M. Volonterio e A. Abbate, «Analisi Multi-Criteri per l'ottenimento di un ranking di impianti di pompaggio tradizionali e marini, dal punto di vista tecnico, economico e ambientale,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 23013253, Milano, 2023.
- [132] E. Vassoney, A. Mammoliti Mochet e C. Comoglio, «Use of multicriteria analysis (MCA) for sustainable hydropower planning and management,» *Journal of Environmental Management*, vol. 196, 2017.
- [133] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, «Direttiva 2007/60/CE. Valutazione e gestione dei rischi di alluvioni,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 23 10 2007.
- [134] Ministero dei Lavori Pubblici, «Circolare 28 agosto 1986, n. 1125. Sistemi d'allarme e segnalazioni di pericolo per le dighe di ritenuta di cui al regolamento approvato con D.P.R. 1° novembre 1959, n. 1363,» 1986.
- [135] Presidente del Consiglio dei Ministri, «Direttiva 8 luglio 2014. Indirizzi operativi inerenti all'attività di protezione civile nell'ambito dei bacini in cui siano presenti grandi dighe,» *Gazzetta Ufficiale*, 4 11 2014.
- [136] United Nations, «UNISDR Terminology on Disaster Risk Reduction,» Ginevra, 2009.
- [137] United Nations, «Global Assessment Report on Disaster Risk

Bibliografia

- Reduction. Risk and poverty in a changing climate,» ISBN/ISSN/DOI 9789211320282, 2009.
- [138] L. Mancusi, A. Abbate e R. Albano, «Lo strumento FloodRisk v.2.0 per il rischio da dam-break: armonizzazione agli standard e agli indirizzi tecnico operativi della Direttiva Alluvioni e implementazione di algoritmi per l'analisi costi benefici a supporto dei processi decisionali,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 17002134, Milano, 2017.
- [139] Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare, «Indirizzi operativi per l'attuazione della Direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi da alluvioni con riferimento alla predisposizione della mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni (D.Lgs. n. 49/2010),» Roma, 2013.
- [140] G. Menduni, A. Brath, E. Iannarelli e C. Zarra, «Linee guida per le attività di programmazione e progettazione degli interventi per il contrasto del rischio idrogeologico,» #ItaliaSicura, 2016.
- [141] Presidente del Consiglio dei Ministri, «Direttiva 27 febbraio 2004. Indirizzi operativi per la gestione del sistema di allertamento nazionale per il rischio idrogeologico e idraulico,» *Gazzetta Ufficiale*, 11 3 2004.
- [142] L. Mancusi, I. Saccardo, M. Cesca, A. Vianello e D. Gasparetto, «Application of the software HaltFlood to the Piave river basin in Italy,» in *9th ICOLD European Club Symposium - Sharing Experience for Safe and Sustainable Water Storage*, Venezia, 2013.
- [143] L. Mancusi, E. Garofalo, M. Meghella e A. Negri, «Sviluppo e applicazioni del sistema SW HALTFLOOD,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 12000345, Milano, 2012.
- [144] Provincia Autonoma di Trento, «Deliberazione della giunta provinciale n. 923 del 27 maggio 2022,» 2022.
- [145] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «Circolare della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche ed elettriche 13 febbraio 2018, n. 3356 - Allegato. Aggiornamento della procedura relativa alle misure idrologico-idrauliche da effettuare in caso di piena,» 2018.
- [146] P. Faggian e G. Decimi, «Future Scenarios of Climatic Extremes projected over Italy,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 19012830, Milano, 2019.
- [147] P. Faggian e G. Decimi, «Scenari climatici e tempi di ritorno degli eventi estremi più impattanti per il settore elettro-energetico,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20010742, Milano, 2020.
- [148] P. Faggian, G. Decimi e A. Trevisiol, «Hazard e multi-hazard assessment per il sistema elettrico,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21010296, Milano, 2021.

-
- [149] ITCOLD, «Linee Guida per la ricostruzione degli idrogrammi di piena massimi annui,» 2023.
- [150] The European House - Ambrosetti, A2A, Edison, Enel, «Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese,» 2022.
- [151] A. Frigerio e G. Faggiani, «Attività scientifiche e di diffusione svolte nel 2021 a livello nazionale e internazionale per il settore idroelettrico,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21010321, Milano, 2022.
- [152] Presidente della Repubblica, «Decreto-Legge 11 luglio 1992, n. 333,» *Gazzetta Ufficiale*, 11 07 1992.
- [153] Presidente della Repubblica, «Legge 8 agosto 1992, n. 359,» *Gazzetta Ufficiale*, 13 8 1992.
- [154] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, «Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato internodell'energia elettrica,» *Gazzetta ufficiale delle Comunità europee*, 19 12 1996.
- [155] Presidente della Repubblica, «Legge 23 dicembre 2005, n. 266,» *Gazzetta Ufficiale*, 29 12 2005.
- [156] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, «Direttiva 2006/123/CE relativa ai servizi nel mercato interno,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 27 12 2006.
- [157] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, «Direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 26 2 2014.
- [158] Senato della Repubblica, «Disegno di Legge n. 2469-B,» Atti parlamentari, XVIII Legislatura, 2021.
- [159] Presidente della Repubblica, «Legge 5 agosto 2022, n. 118. Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021,» *Gazzetta Ufficiale*, 1 1 2023.
- [160] Presidente della Repubblica, «Legge 5 giugno 2003, n. 131. Disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3,» *Gazzetta Ufficiale*, 10 6 2003.
- [161] European Parliament and Council of the European Union, «Direttiva 2000/60/CE 23 ottobre 2000,» *Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee*, 22 12 2000.
- [162] Presidente della Repubblica, «Legge 27 dicembre 2017, n. 205. Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020,» *Gazzetta Ufficiale*, 29 12 2017.
- [163] Presidente della Repubblica, «Legge 27 dicembre 2019, n. 160. Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022,» *Gazzetta Ufficiale*, 30 12 2019.
- [164] A. Frigerio, G. Faggiani e M. Meghella, «Attività scientifiche e di

Bibliografia

- diffusione svolte nel 2019 a livello nazionale e internazionale per il settore idroelettrico,» *Ricerca di Sistema*, RSE, n. 19012844, Milano, 2019.
- [165] A. Frigerio, G. Faggiani e P. Faggian, «Attività scientifiche e di diffusione svolte nel 2020 a livello nazionale e internazionale per il settore idroelettrico,» *Ricerca di Sistema*, RSE, n. 20010750, Milano, 2020.
- [166] M. Fanelli, «Ricadute socio-economiche delle dighe sul territorio ospite: evidenze del caso italiano,» *Rapporto CESI A1/039210*, Ricerca di Sistema per il settore elettrico, 31 dicembre 2001.
- [167] ITCOLD, «Dighe e territorio. Benefici e problemi associati alla presenza dei serbatoi artificiali sul territorio: indagine socio-economica e ambientale sul rapporto diga-territorio,» Roma, 2021.
- [168] G. Mazzà e A. Frigerio, «Dams and territories: ITCOLD's initiatives to promote proactive dialogue,» in *ICOLD & CFBR Symposium - Sharing Water: Multi-Purpose of Reservoirs and Innovations*, 2022.
- [169] J. Boé, L. Terray, F. Habets e E. Martin, «Statistical and dynamical downscaling of the Seine basin climate for hydro- meteorological studies,» *International Journal of Climatology*, vol. 27, n. 12, p. 1643–1655, 2007.
- [170] D. P. van Vuuren, J. Edmonds, M. Kainuma, K. Riahi, A. Thomson, K. Hibbard, G. C. Hurtt, T. Kram, V. Krey, J.-F. Lamarque, T. Masui, M. Meinshausen, N. Nakicenovic, S. J. Smith e S. K. Rose, «The representative concentration pathways: an overview,» *Climatic Change*, vol. 109, n. 1, pp. 5-31, 2011.
- [171] L. Mancusi, S. Morandi, A. Gargiulo e A. Amaranto, «Valutazione delle interrelazioni quantitative acqua – energia in Italia,» *Ricerca di Sistema*, RSE, n. 21010334, Milano, 2021.
- [172] G. Braca e D. Ducci, «Development of a GIS based procedure (BIGBANG 1.0) for evaluating groundwater balances at National scale and comparison with groundwater resources evaluation at local scale.,» in *Groundwater and Global Change in the Western Mediterranean Area*, 2018.
- [173] R. Bonanno, L. Mancusi e A. Amaranto, «Aggiornamento e integrazione degli scenari di producibilità eolica e di ruscellamento,» *Ricerca di Sistema*, RSE, n. 23013091, Milano, 2023.
- [174] A. Amaranto e M. Mazzoleni, «B-AMA: A Python-coded protocol to enhance the application of data-driven models in hydrology,» *Environmental Modelling & Software*, vol. 160, n. C, <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2022.105609>, 2023.
- [175] R. Bonanno, F. Viterbo, A. Amaranto, L. Mancusi e G. M. Riva, «Analisi

-
- multi-scenario per la stima degli impatti del cambiamento climatico sulla producibilità da fonti rinnovabili in Italia,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 22014088, Milano, 2022.
- [176] D. Anghileri, F. Pianosi e R. Soncini-Sessa, «Trend detection in seasonal data: from hydrology to water resources,» *Journal of Hydrology*, vol. 511, pp. 171-179, 2014.
- [177] United Nations, «Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session - COP21,» Parigi, 2015.
- [178] A. Abbate, Hydrogeological hazards evaluation under climate change scenarios : an application of the CRHyME model (Climatic Rainfall Hydrogeological Modelling Experiment), Milano: Politecnico di Milano, 2022.
- [179] L. Mancusi e A. Abbate, «Manuale del modello CRHyME (Climate Rainfall Hydrogeological Modelling Experiment),» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21012462, Milano, 2021.
- [180] L. Mancusi e A. Abbate, «Strumenti per la mappatura delle minacce idrogeologiche per il sistema energetico e incidenza dei cambiamenti climatici,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21010317, Milano, 2021.
- [181] V. Ferro, La sistemazione dei bacini idrografici, McGraw-Hill, 2006.
- [182] ITCOLD, «La gestione dell'interrimento dei serbatoi artificiali italiani,» ITCOLD, Roma, 2009.
- [183] ITCOLD, «La gestione dell'interrimento dei serbatoi artificiali italiani situazione attuale e prospettive,» Roma, 2016.
- [184] Presidente della Repubblica, «Legge 10 maggio 1976, n. 319. Norme per la tutela delle acque dall'inquinamento,» *Gazzetta Ufficiale*, 10 05 1976.
- [185] Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili e Ministero della Transizione Ecologica, «Decreto Ministeriale 12 ottobre 2022, n.205. Regolamento recante criteri per la redazione del progetto di gestione degli invasi,» *Gazzetta Ufficiale* n.7, 2022.
- [186] A. Abbate, «Hydrogeological hazards evaluation under climate change scenarios: an application of the CRHyME model (Climatic Rainfall Hydrogeological Modelling Experiment),» Politecnico di Milano, Tesi di Dottorato, Milano, 2022.
- [187] A. Barbabella, C. Montanini e V. Ferruccio, «Troppa o troppo poca: l'acqua in Italia in un clima che cambia. Special Report,» Italy for Climate, Roma, 2023.
- [188] ISPRA, «Siccità e risorsa idrica: negli ultimi 30 anni (1991-2020) disponibilità di acqua ridotta del 19% rispetto al trentennio 1921-1950,» *Comunicato Stampa*, 2022.
- [189] Presidente della Repubblica, «Decreto-Legge 14 aprile 2023, n. 39. Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il

Bibliografia

- potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche,» *Gazzetta Ufficiale*, 14 4 2023.
- [190] A. Frigerio, G. Faggiani, A. Abbate, G. Bruno e C. Nogara, «Attività tecnico-scientifiche svolte a livello nazionale e internazionale per il settore idroelettrico,» *Ricerca di Sistema*, RSE, Prot. n. 23013128, Milano, 2023.
- [191] M. Fanelli, P. Faggian, A. Frigerio e G. Mazzà, «Gestione integrata delle crisi idriche. Il ruolo delle interconnessioni idriche a lungo raggio,» *L'Acqua*, n. 6, 2018.
- [192] A. Palmieri, A. Balestra e D. Maggetti, «Multipurpose dams – A European perspective,» in *Role of Dams and Reservoirs in a Successful Energy Transition*, 2023.
- [193] Presidente della Repubblica, «Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152,» *gazzetta Ufficiale*, 14 4 2006.
- [194] Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, «Decreto Ministeriale 28 luglio 2004,» *Gazzetta Ufficiale*, 15 11 2004.
- [195] European Commission, Directorate-General for Environment, «Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive,» Guidance document No 31, Publications Office, <https://data.europa.eu/doi/10.2779/775712>, 2016.
- [196] Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare, «Decreto n.29/STA del 13 febbraio 2017. Linee guida per le valutazioni ambientali ex ante delle derivazioni idriche,» 2017.
- [197] Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare, «Decreto n.30/STA del 13 febbraio 2017. Linee guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale,» 2017.
- [198] M. A. Peviani, R. Menga, E. Garofalo, F. Grasso e G. Stella, «Risultati del censimento del potenziale mini-idro e realizzazione del sistema informativo territoriale,» *Ricerca di Sistema*, CESI Ricerca, n. 07000595, Milano, 2006.
- [199] ICOLD International Commission on Large Dams, «Selecting seismic parameters for large dams,» ICOLD Bulletin 148, Paris, France, 2010.
- [200] U.S. Army Corps of Engineers (USACE), «Engineering and Design - Time-History Dynamic Analysis of Concrete Hydraulic Structures,» EM 1110-2-6051, 2003.
- [201] U.S. Army Corps of Engineers (USACE), «Engineering and Design - Earthquake Design and Evaluation of Concrete Hydraulic Structures,» EM 1110-2-6053, 2007.
- [202] Federal Emergency Management Agency (FEMA), «Federal Guidelines for Dam Safety – Earthquake Analyses and Design of Dams,» FEMA

-
- 65, 2005.
- [203] M. Wieland, «Analysis aspects of dams subjected to strong ground shaking,» *International Water Power & Dam Construction*, 2008.
- [204] M. Wieland, «Questions on seismic safety,» *International Water Power & Dam Construction*, 2012.
- [205] A.K. Gupta, *Response Spectrum Method in Seismic Analysis and Design of Structures*, 1990.
- [206] G. Muscolino, *Dinamica delle strutture*, McGraw-Hill, 2002.
- [207] H.E. Estekanchi, A. Vafai, M. Sadeghazar, «Endurance Time Method for Seismic Analysis and Design of Structures,» *Scientia Iranica*, vol. 11, n. 4, pp. 361-370, 2004.
- [208] H. Estekanchi, V. Valamenesh e A. Vafai, «Application of Endurance Time method in linear seismic analysis,» *Engineering Structures*, n. 29, pp. 2551-2562, 2007.
- [209] H. Estekanchi, H. Riahi e A. Vafai, «Endurance Time Method: exercise test applied to structures,» *Asian Journal of Civil Engineering*, vol. 10, n. 5, pp. 559-577, 2009.
- [210] M. Hariri Ardebili, H. Mirzabozorg e M. Kianoush, «Comparative study of endurance time and time history methods in seismic analysis of high arch dams,» *International Journal of Civil Engineering*, vol. 12, n. 2, pp. 219-236, 2014.
- [211] L. Furgani e M. Meghella, «Endurance Time Analysis for the Seismic Vulnerability of Arch Dams,» in *Proceedings of the 13th ICOLD International Benchmark on the Numerical Analysis of Dams*, Losanna, 2016.
- [212] M.A. Hariri-Ardebili, L. Furgani, M. Meghella, V.E. Saouma, «A new class of seismic damage and performance indices for arch dams via ETA method,» *Engineering Structures*, vol. 110, pp. 145-160, 2016.
- [213] G. Faggiani, A. Frigerio, L. Mancusi, P. Masarati, «Valutazione della sicurezza delle infrastrutture idroelettriche: strumenti per la stima delle conseguenze nell'analisi di rischio e modellazione numerica dell'interazione sismica fluido-struttura,» *Rapporto RdS RSE 14001807*, Milano, 2013.
- [214] O.C. Zienkiewicz, *The Finite Element Method*, 3rd edition, McGraw-Hill, 1977.
- [215] L. Bolognini, E. Bon, P. Masarati, «INDIA: codice di calcolo per l'analisi dinamica di sistemi accoppiati struttura-fluido (versione 8.1): manuale d'uso,» *Rapporto Enel.Hydro n. 5982*, Milano, 2000.
- [216] P. Masarati, M. Meghella, «The FEM computer code CANTSD for non-linear static and dynamic analysis of dams,» *Enel.Hydro PIS n. 6045*, Milano, 2000.

Bibliografia

- [217] G. Faggiani, P. Masarati, «Il programma di calcolo strutturale CANTSD (versione 16.4) e suoi pre/post-processor: manuali d'uso,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 12001259, Milano, 2011.
- [218] Dassault Systèmes S.A., «SIMULIA - Abaqus User Assistance 2017,» 2017.
- [219] R.W. Clough, «Non-linear mechanisms in the seismic response of arch dams,» in *Proceedings of the International Research Conference Earthquake Engineering*, Skopje, Yugoslavia, 1980.
- [220] A.K. Chopra, «Earthquake Analysis Of Concrete Dams: Factors To Be Considered,» in *Proceedings of the 10th U.S. National Conference in Earthquake Engineering*, Anchorage, Alaska, 2014.
- [221] K.D. Hansen, L.K. Nuss, «Seismic Upgrades for Concrete Dams - Then and Now,» *The Journal of dam Safety*, vol. 11, n. 4, pp. 21-35, 2013.
- [222] C. Zhang, F. Jin, «Seismic Safety Evaluation Of High Concrete Dams Part I: State Of The Art Design And Research,» in *The 14th World Conference on Earthquake Engineering*, Beijing, China, 2008.
- [223] G. Faggiani, P. Masarati, F. Polidoro e G. Bruno, «Modellazione dell'interazione diga - fondazione nell'analisi sismica delle dighe. Applicazione a casi bi-dimensionali,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 19012845, Milano, 2019.
- [224] G. Faggiani, P. Masarati, F. Polidoro e G. Bruno, «Analisi sismica dei sistemi tridimensionali diga-bacino-fondazione con modelli di interazione avanzata,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20010749, Milano, 2020.
- [225] G. Faggiani, P. Masarati, F. Polidoro e G. Bruno, «Analisi sismica dei sistemi tridimensionali diga-bacino-fondazione, con modelli di interazione avanzata: applicazioni e confronti numerico-sperimentali,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21010320, Milano, 2021.
- [226] J. Liu, Y. Du, X. Du, Z. Wang, J. Wu, «3D viscous-spring artificial boundary in time domain,» *Earthquake Engineering and Engineering Vibration*, vol. 5, n. 1, pp. 93-102, 2006.
- [227] C. Zhang, J. Pan, J. Wang, «Influence of seismic input mechanisms and radiation damping on arch dam response,» *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, n. 29, pp. 1282-1293, 2009.
- [228] D.H. Chen, C.B. Du, J.W. Yuan, Y. W. Hong, «An investigation into the Influence of Damping on the Earthquake Response Analysis of a High Arch Dam,» *Journal of Earthquake Engineering*, n. 16, pp. 329-349, 2012.
- [229] Y.S. Liu, D.H. Chen, «Earthquake Response Analysis of a Gravity Dam Considering the Radiation Damping of Infinite Foundation,» in *APCOM & ISCM*, Singapore, 2013.
- [230] A.H. Nielsen, «Boundary Conditions for Seismic Analysis,» *SECED*

-
- Newsletter*, vol. 21, n. 3, pp. 7-11, 2009.
- [231] A. Løkke; A. K. Chopra, «Direct finite element method for nonlinear analysis of semi-unbounded dam–water–foundation rock systems,» *Earthquake Engineering and Structural Dynamics*, n. 46, pp. 1267-1285, 2017.
- [232] A. Løkke, A.K. Chopra, «Direct finite element method for nonlinear earthquake analysis of 3- dimensional semi- unbounded dam–water– foundation rock systems,» *Earthquake Engineering and Structural Dynamics*, n. 47, pp. 1309-1328, 2018.
- [233] A. Løkke, A.K. Chopra, «Direct finite element method for nonlinear earthquake analysis of concrete dam: Simplification, modeling, and practical application,» *Earthquake Engineering and Structural Dynamics*, n. 48, pp. 818-842, 2019.
- [234] M.D. Trifunac, «Scattering of plane SH waves by a semi-cylindrical canyon,» *Earthquake Engineering and structural dynamics*, vol. 1, pp. 267-281, 1973.
- [235] H.L. Wong, «Effect of surface topography on the diffraction of P, SV, and Rayleigh waves,» *Bulletin of the Seismological Society of America*, vol. 72, n. 4, pp. 1167-1183, 1982.
- [236] Presidente della Repubblica, «Legge 24 novembre 2003, n. 326. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 settembre 2003, n. 269, recante disposizioni urgenti per favorire lo sviluppo e per la correzione dell'andamento dei conti pubblici,» *Gazzetta Ufficiale*, vol. 25, 25 11 2003.
- [237] Direzione Generale per le Dighe, «Circolare 22 settembre 2015, n.19216,» 2015.
- [238] Presidenza del Consiglio dei Ministri, «Circolare 13 dicembre 1995, n. DSTN/2/22806. Disposizioni attuative e integrative in materia di dighe,» 1995.
- [239] Provincia Autonoma di Bolzano – Alto Adige, «Deliberazione della Giunta Provinciale n. 440 del 26 aprile 2016,» 2016.
- [240] ITCOLD, «Condotte forzate,» *Bollettino*, 2019.
- [241] C. Sigmund, *Tecnica delle Costruzioni - Quaderno tecnico N.1 - Elementi Piastra e Tubi*, 2016.
- [242] Ministero dei Lavori Pubblici, «Decreto 24 marzo 1982. Norme tecniche per la progettazione e la costruzione delle dighe di sbarramento,» *Gazzetta Ufficiale*, 4 8 1982.
- [243] M. Lanzani, «Metodi di prove non distruttive per i controlli di condotte metalliche in pressione,» *AIPnD*.
- [244] U. Bellometti, *Le moderne condotte forzate metalliche per impianti elettrici*, Torino: Dott. Ing. V. Giorgio - Editore, 1946.

Bibliografia

- [245] T. J. R. Hughes, *The Finite Element Method. Linear Static and Dynamic Finite Element Analysis*, Dover, 2000.
- [246] T. Belytschko, W. K. Liu e B. Moran, *Nonlinear Finite Element for Continua and Structures*, John Wiley & Sons, 2005.
- [247] Dassault Systèmes S.A., «SIMULIA - Abaqus User Assistance 2020,» 2020.
- [248] ISPRA, «Dissesto idrogeologico in Italia: pericolosità e indicatori di rischio,» N.287, ISBN 978-88-448-0901-0, 2018.
- [249] L. Mancusi, A. Abbate e L. Albano, «Lo strumento FloodRisk v.2.0 per il rischio da dam-break: armonizzazione agli standard e agli indirizzi tecnico operativi della Direttiva Alluvioni e implementazione di algoritmi per l'analisi costi benefici a supporto dei processi decisionali,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 17002134, Milano, 2017.
- [250] A. Barbano, G. Braca, M. Bussettini, B. Dessì, R. Inghilesi, B. Lastoria, G. Monacelli, S. P. Morucci, S. L. F. e D. Spizzichino, *Proposta metodologica per l'aggiornamento delle mappe di pericolosità e di rischio - Attuazione della Direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi da alluvioni (Decreto Legislativo n.49/2010)*, Roma: ISPRA, 2013.
- [251] W. J. Graham, «A Procedure for Estimating Loss of Life Caused by Dam Failure,» U.S. Department of Interior - Bureau of Reclamation, DSO-99-06, Denver, Colorado, 1999.
- [252] I. Escuder-Bueno, J. Castillo-Rodriguez, S. Perales-Momparler e A. Morales-Torres, «SUFRI Methodology for pluvial and river flooding risk assessment in urban areas to inform decision-making,» SUFRI project, WP3, final report, 2nd ERA-NET CRUE Research Funding Initiative, 2011.
- [253] G. Zenz e M. Goldgruber, «Proceedings of the ICOLD 12th International Benchmark Workshop on Numerical Analysis of Dams,» ATCOLD, Graz, 2014.
- [254] Presidente del Consiglio dei Ministri, «Decreto 25 febbraio 2005. Linee Guida per la predisposizione del piano d'emergenza esterna di cui all'articolo 20, comma 4, del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334,» *Gazzetta Ufficiale*, 16 03 2005.
- [255] V. T. Chow, D. Maidment e L. Mays, *Applied hydrology*, New York: McGraw-Hill, 1988.
- [256] SPHERA (RSE SpA), «<https://github.com>,» 2022. [Online].
- [257] A. Amicarelli, S. Manenti, R. Albano, G. Agate, M. Paggi, L. Longoni, D. Mirauda, L. Ziane, G. Viccione, S. Todeschini, A. Sole, L. Baldini, D. Brambilla, M. Papini, M. Khellaf, B. Tagliafierro, L. Sarno e G. Pirovano, «SPHERA v.9.0.0: a Computational Fluid Dynamics research code,

-
- based on the Smoothed Particle Hydrodynamics mesh-less method,» *Computer Physics Communications*, vol. 250, pp. 107157, <https://doi.org/10.1016/j.cpc.2020.107157>, 2020.
- [258] A. Amicarelli, B. Kocak, S. Sibilla e J. Grabe, «A 3D Smoothed Particle Hydrodynamics model for erosional dam-break floods,» *International Journal of Computational Fluid Dynamics*, vol. 31, n. 10, pp. 413-434, DOI: 10.1080/10618562.2017.1422731, 2017.
- [259] S. Manenti, A. Amicarelli e S. Todeschini, «WCSPH with Limiting Viscosity for Modeling Landslide Hazard at the Slopes of Artificial Reservoir,» *Water*, vol. 10, n. 4, pp. 515, doi:10.3390/w10040515, 2018.
- [260] S. Manenti, S. Sibilla, M. Gallati, G. Agate e R. Guandalini, «SPH Simulation of Sediment Flushing Induced by a Rapid Water Flow,» *Journal of Hydraulic Engineering ASCE*, vol. 138, n. 3, pp. 272-284, DOI: 10.1061/(ASCE)HY.1943-7900.0000516, 2012.
- [261] A. Amicarelli, R. Albano, D. Mirauda, G. Agate, A. Sole e R. Guandalini, «A Smoothed Particle Hydrodynamics model for 3D solid body transport in free surface flows,» *Computers & Fluids*, vol. 116, p. 205–228; DOI 10.1016/j.compfluid.2015.04.018, 2015.
- [262] M. Paggi, A. Amicarelli e P. Lenarda, «SPH modelling of hydrodynamic lubrication: laminar fluid flow - structure interaction with no-slip conditions for slider bearings,» *Computational Particle Mechanics*, vol. 8, pp. 665–679; <https://doi.org/10.1007/s40571-020-00362-1>, 2021.
- [263] A. Amicarelli, E. Abbate e A. Frigerio, «SPH modelling of a dike failure with detection of the landslide sliding surface and damage scenarios for an electricity pylon,» *International Journal of Computational Fluid Dynamics*, vol. 36, n. 4, pp. 265-293, DOI 10.1080/10618562.2022.2108020, 2022.
- [264] A. Di Monaco, S. Manenti, M. Gallati e S. Sibilla, «SPH modeling of solid boundaries through a semi-analytic approach,» *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, vol. 5, n. 1, pp. 1-15, DOI: 10.1080/19942060.2011.11015348, 2011.
- [265] A. Amicarelli, G. Agate e R. Guandalini, «A 3D Fully Lagrangian Smoothed Particle Hydrodynamics model with both volume and surface discrete elements,» *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, vol. 95, pp. 419–450, DOI: 10.1002/nme.4514, 2013.
- [266] A. Amicarelli, S. Manenti e M. Paggi, «SPH modelling of dam-break floods, with damage assessment to electrical substations,» *International Journal of Computational Fluid Dynamics*, vol. 35, n. 1-2, pp. 3-21; DOI 10.1080/10618562.2020.1811240, 2021.
- [267] J. Monaghan, «Smoothed particle hydrodynamics,» *Rep. Prog. Phys.*, vol. 68, pp. 1703–1759, DOI: 10.1088/0034-4885/68/8/R01, 2005.

Bibliografia

- [268] A. Amicarelli, «Analisi fluidodinamica computazionale 3D del disastro del Vajont,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21010319, Milano, 2021.
- [269] M. Reberschak, «Il grande Vajont,» CIERRE, Verona, 2003.
- [270] S. Bosa e M. Petti, «A Numerical Model of the Wave that Overtopped the Vajont Dam in 1963,» *Water Resources Management*, vol. 27, n. 6, pp. 1763-1779, 2013.
- [271] G. Carloni e R. Mazzanti, «Rilevamento geologico della frana del Vaiont,» *Giornale di Geologia*, vol. 32/1, pp. In: Selli R. et al., S.2, 1964.
- [272] M. Reberschak, «Il grande Vajont,» CIERRE, Verona (in italian), 2003.
- [273] S. Bosa e M. Petti, «A Numerical Model of the Wave that Overtopped the Vajont Dam in 1963,» *Water Resources Management*, vol. 27, n. 6, pp. 1763-1779, 2013.
- [274] European Commission, «Clean energy for all Europeans package,» [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en. [Consultato il giorno 23 dicembre 2023].
- [275] European Commission, Directorate-General for Energy, «Clean energy for all Europeans, Publications Office,» 2019. [Online]. Available: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937>.
- [276] ARERA, «Approvazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE),» *Deliberazione 345/2023/R/eel*, 25 07 2023.
- [277] GME, «Mercato elettrico,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/IlMercatoElettrico.aspx>.
- [278] GME, «Mercato elettrico a pronti (MPE) - MGP, MI, MPE, MSD,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/it/mercati/mercatoelettrico/mpe.aspx>.
- [279] GME, «Relazione Annuale,» 2022.
- [280] ARERA, «Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico,» *Deliberazione 111/06 09 06 2006. Gazzetta Ufficiale. Supplemento ordinario n. 158*, 13 06 2006.
- [281] Presidente della Repubblica, «Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102,» *Gazzetta Ufficiale n. 165*, 18 7 2014.
- [282] Presidente della Repubblica, «Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210. Attuazione della direttiva UE 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE,» *Gazzetta Ufficiale*, 11 12 2021.
- [283] European Union (EU), «Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019. Common rules for the

-
- internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU,» *Official Journal of the European Union*, L 158/125 EN, 14 06 2019.
- [284] European Commission (EC), «Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management,» *Official Journal*, L 197, p. 24, 25 7 2015.
- [285] European Commission (EC), «Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation,» *Official Journal*, L 220, p. 1, 25 08 2017.
- [286] European Commission (EC), «Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing,» *Official Journal*, L 312, p. 6, 28 11 2017.
- [287] ARERA, «Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e conseguente attivazione del progetto interdirezionale RDE (Riforma del dispacciamento elettrico),» *Deliberazione 393/2015/R/eel*, 30 07 2015.
- [288] ARERA, «Documento di consultazione 322/2019/R/eel. Testo Integrato del Dispacciamento elettrico (TIDE) - Orientamenti complessivi,» 23 07 2019. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/322-19>.
- [289] ARERA, «Documento di consultazione 685/2022/R/eel. Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) - Consultazione dell'articolato,» 13 12 2022. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/22/685-22>.
- [290] European Union (EU), «Regulation (eu) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity,» *Official Journal of the European Union*, L 158/54 EN, 14 6 2019.
- [291] ARERA, «Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo,» *Deliberazione 300/2017/R/eel*, 05 05 2017.
- [292] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione della generazione distribuita, come UVAP, al MSD,» *Deliberazione 583/2017/R/eel*, 03 08 2017.
- [293] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD,» *Deliberazione 372/2017/R/eel*, 25 05 2017.
- [294] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al

Bibliografia

- progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste al MSD,» *Deliberazione 422/2018/R/eel*, 02 08 2018.
- [295] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza,» *Deliberazione 215/2021/R/eel*, 25 05 2021.
- [296] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione al MSD delle UPR non oggetto di abilitazione obbligatoria,» *Deliberazione 383/2018/R/eel*, 12 07 2018.
- [297] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite UPI,» *Deliberazione 402/2018/R/eel*, 26 07 2018.
- [298] ARERA, «Approvazione del regolamento predisposto da Terna per l'approvvigionamento della disponibilità di risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi,» *Deliberazione 675/2018/R/eel*, 18 12 2018.
- [299] European Commission (EC), «Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators,» *Official Journal L112/1*, 27 4 2016.
- [300] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'adeguamento di impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631,» *Deliberazione 321/2021/R/eel*, 27 07 2021.
- [301] ARERA, «Approvazione della proposta formulata dalla società Terna S.p.A. di un regolamento recante le modalità di coordinamento dinamico tra TSO e DSO per la gestione delle risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione,» *Deliberazione 484/2023/R/eel*, 24 10 2023.
- [302] ARERA, «Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali,» *Deliberazione 352/2021/R/eel*, 03 08 2021.
- [303] ARERA, «Approvazione del progetto pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali proposto dalla società e-distribuzione S.p.A., per l'anno 2024,» *Deliberazione 365/2023/R/eel*, 03 08 2023.
- [304] Presidente della Repubblica, «Decreto Legislativo 19 dicembre 2003, n. 379. Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica,» *Gazzetta Ufficiale*, 19 gennaio 2004.
- [305] Ministero dello Sviluppo Economico, «Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019. Approvazione della disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market),» *Gazzetta Ufficiale*, 28 6 2019.

-
- [306] ARERA, «Determinazioni sul corrispettivo di cui all'articolo 14 della deliberazione ARG/elt 98/11,» *Deliberazione 365/2019/R/eel*, 03 09 2019.
- [307] Terna, «Mercato della capacità,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita>.
- [308] Terna, «MERCATO DELLA CAPACITÀ - Rendiconto degli esiti - Asta madre 2022,» 2019.
- [309] Terna, «MERCATO DELLA CAPACITÀ - Rendiconto degli esiti - Asta madre 2023,» 2019.
- [310] Terna, «MERCATO DELLA CAPACITÀ - Rendiconto degli esiti - Asta madre 2024,» 2022.
- [311] Terna, «Mercato della Capacità - Allegato 1 alla DTF n.2,» 2021.
- [312] ARERA, «Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379,» *Deliberazione ARG/elt 98/11*, 21 07 2011.
- [313] ARERA, «Parametri economici delle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna 2024 e 2025,» *Deliberazione 399/2021/R/eel*, 28 09 2021.
- [314] European Union (EU), «Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003,» *Official Journal, L 211/15*, 14 8 2009.
- [315] ENTSO-E, «What are Network Codes?,» [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/.
- [316] ELIA-TENNET, «Design of a harmonised reactive balancing market with cross zonal optimisation of frequency restoration between LFC Blocks,» Final report (Step 2), 2014.
- [317] ELIA-TENNET, «Qualitative Analysis of Cross-Border Exchange of Balancing Energy and Operational Reserves between Netherlands and Belgium,» Final Report, 2013.
- [318] ENTSO-E, «PICASSO,» [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/.
- [319] ENTSO-E, «Manually Activated Reserves Initiative,» [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/.
- [320] ENTSO-E, «TERRE,» [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/.
- [321] Terna, «Avviso agli operatori: Avvio partecipazione alla piattaforma RR,» 12 10 2020. [Online].
- [322] Terna, «Avviso agli operatori: Avvio partecipazione alla piattaforma aFRR e tempistiche di entrata in vigore delle modifiche al Codice di Rete,» 03 07 2023. [Online].

Bibliografia

- [323] Terna, «Avviso agli operatori: Pattaforma aFRR: Periodo quartorario per la partecipazione,» 10 07 2023. [Online].
- [324] ENTSO-E, «TERNA accession PICASSO: the pan-European Platform for the International Coordination of Automatic Frequency Restoration Reserves and Stable System Operation,» 21 06 2023. [Online].
- [325] Terna, «Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE),» *Seminario*, 14 11 2023.
- [326] GME, «Piattaforma Conti Energia,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/IT/Mercati/PCE/ComeOperarePCE.aspx>.
- [327] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea, «Regolamento (UE) 2020/852 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088,» *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, 18 12 2020.
- [328] European Commission, «Regolamento delegato della Commissione che integra il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio fissando i criteri di vaglio tecnico per la mitigazione e l'adattamento ai cambiamenti climatici (...), C (2021) 2008 final,» 4 6 2021.
- [329] European Commission, «Regolamento delegato (UE) n. 2486 del 27 giugno 2023 che integra il Reg. UE 2020/852 fissando i criteri di vaglio tecnico per le acque e risorse marine, la transizione verso un'economia circolare (...),» 27 6 2023.
- [330] S. Schlömer, T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith e R. Wise, «Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,» [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014.
- [331] A. Frigerio, G. Faggiani e M. Meghella, «Attività scientifiche e di diffusione svolte nel 2019 a livello nazionale e internazionale per il settore idroelettrico,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 19012844, Milano, 2019.
- [332] HYDROPOWER-EUROPE, «Strategic Industry Roadmap. Extended executive summary brochure,» www.hydropower-europe.eu, Horizon 2020. Grant agreement No 826010, 2019.
- [333] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «Decreto Ministeriale 17 gennaio 2018. Norme tecniche per le costruzioni,» *Gazzetta Ufficiale n.*

-
- 42, 17 01 2018.
- [334] UNESCO, UN-Water, «United Nations World Water Development Report 2020: Water and Climate Change,» UNESCO, Paris, 2020.
- [335] SPHERA (RSE SpA), «<https://github.com/AndreaAmicarelliRSE/SPHERA>,» 2021. [Online].
- [336] A. Amicarelli, S. Manenti, R. Albano, G. Agate, M. Paggi, L. Longoni, D. Mirauda, L. Ziane, G. Viccione, S. Todeschini, A. Sole, L. Baldini, D. Brambilla, M. Papini, M. Khellaf, B. Tagliafierro, L. Sarno e G. Pirovano, «SPHERA v.9.0.0: a Computational Fluid Dynamics research code, based on the Smoothed Particle Hydrodynamics mesh-less method,» *Computer Physics Communications*, vol. 250, n. Open-Access, p. 107157, 2020.
- [337] Accademia Urbense, «13 agosto 1935 il giorno della diga,» Ovada, 2005.
- [338] I. Ocko e S. Hamburg, «Climate Impacts of Hydropower: Enormous Differences among Facilities and over Time,» *Environmental Science & Technology*, 53 (23), 14070-14082, DOI: 10.1021/acs.est.9b05083, 2019.
- [339] J. J. Cole, Y. T. Prairie, N. F. Caraco et al., «Plumbing the Global Carbon Cycle: Integrating Inland Waters into the Terrestrial Carbon Budget,» *Ecosystems* 10, 172–185, <https://doi.org/10.1007/s10021-006-9013-8>, 2007.
- [340] eCognition, «eCognition di Trimble,» [Online]. Available: <https://www.sysdecoitalia.com/prodotti/ecognition/>.
- [341] ACER, «Annex I - Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation». *ACER Decision on the Implementation framework for aFRR Platform: Annex I*, 24.01.2020.
- [342] ACER, «Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation». *Decision No. 02/2020*, 24.01.2020.
- [343] ACER, «Amendment to the Implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation». *Decision No. 15/2022*, 30.09.2022.
- [344] Terna, «Adeguatezza Italia,» 2021.
- [345] ARERA, «Verifica di conformità di proposte di modifica del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete in relazione ad aspetti attinenti al dispacciamento e alle connessioni dei produttori di energia elettrica,» *Deliberazione n. 344/2020/R/ee*, 22 09 2020.
- [346] ARERA, «Approvazione delle modifiche, predisposte da Terna, al

Bibliografia

- progetto pilota per la partecipazione di UVAM al MSD, ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel,» *Deliberazione 70/2021/R/eel*, 23 02 2021.
- [347] ARERA, «Approvazione delle modifiche, predisposte da Terna, al regolamento relativo al progetto pilota UVAM al MSD, ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel,» *Deliberazione 153/2020/R/eel*, 05 05 2020.
- [348] ARERA, «Approvazione delle proposte di modifica al Codice di rete Terna funzionali a consentire, in situazioni di criticità, l'approvvigionamento di riserva terziaria di sostituzione a salire preliminare al MGP,» *Deliberazione 517/2021/R/eel*, 23 11 2021.
- [349] ARERA, «Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale,» *Deliberazione 48/04*, 27 marzo 2004. *Gazzetta Ufficiale. Supplemento Ordinario n. 81*, 05 05 2004.
- [350] ARERA, «Approvazione della proposta di termini e condizioni relativi al bilanciamento,» *Deliberazione n. 535/2018/R/ EEL*, 23 10 2018.
- [351] ARERA, «Proposta al Ministro della Transizione Ecologica in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano e determinazione del valore dell'energia non fornita, ai sensi del regolamento (UE) 2019/943,» *Deliberazione 370/2021/R/eel*, 07 09 2021.
- [352] ARERA, «Disposizioni in tema di remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva, per gli anni 2020 e 2021,» *Deliberazione 437/2019/R/eel*, 29 10 2019.
- [353] ARERA, «Approvazione delle proposte di modifica al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna relative al coordinamento tra MSD e la piattaforma europea aFRR,» *Deliberazione 115/2023/R/EEL*, 21 03 2023.
- [354] ARERA, «Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamiento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete,» *Delibera/Provvedimento 13/99*, 18 02 1999. *Gazzetta Ufficiale serie generale n. 49*, 01 03 1999.
- [355] ARERA, «Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico,» *Deliberazione 168/03*, 30 12 2003. *Gazzetta Ufficiale. Supplemento ordinario n. 16*, 30 01 2004.
- [356] ARERA, «Approvazione della proposta di metodologia per un quadro di attuazione di una piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione,» *Deliberazione 8/2019/R/EEL*, 15 01 2019.

Glossario di un impianto idroelettrico

Un impianto idroelettrico è composto da opere idrauliche, civili ed elettromeccaniche. I componenti principali sono:

- Sbarramento
- Opere di scarico
- Opere di presa
- Opere di derivazione
- Vasca di carico / pozzo piezometrico
- Condotte forzate
- Organi di intercettazione e dispositivi di sicurezza delle condotte
- Centrale
- Turbine
- Generatore e trasformatore
- Opere di restituzione

A.1.

SBARRAMENTO

La scelta del tipo di sbarramento dipende dalle caratteristiche geomorfologiche e geomeccaniche del sito, dalla sismicità della zona e dallo schema statico della struttura. Secondo la normativa italiana [20], le dighe sono classificate come segue:

A. Dighe di calcestruzzo

- a) a gravità
 - i. ordinarie
 - ii. alleggerite
- b) a volta
 - i. ad arco
 - ii. ad arco gravità
 - iii. a cupola

B. Dighe di materiali sciolti

- a) di terra omogenea
- b) di terra e/o pietrame, con struttura di tenuta interna
- c) di terra e/o pietrame, con struttura di tenuta eterna

C. Traverse fluviali

D. Dighe di tipo misto e di tipo vario

Le dighe a gravità resistono alla spinta dell'acqua grazie al proprio peso e si distinguono in ordinarie e alleggerite. Le prime sono caratterizzate da un asse planimetrico rettilineo o a debole curvatura e da sezioni trasversali di forma triangolare o trapezoidale che mantengono la stessa pendenza dei paramenti lungo il profilo longitudinale (Figura A.14.1). Le seconde sono strutture, a speroni e a vani interni, costituite da una successione di elementi indipendenti, detti speroni, di forma triangolare o trapezoidale, a reciproco contatto lungo il paramento di monte ed eventualmente di valle. Le sezioni orizzontali degli speroni possono essere piene (Figura A.14.2) oppure cave (Figura A.14.3). Tra le dighe alleggerite rientrano anche quelle con contrafforti collegati da lastre o da voltine (Figura A.14.4). Le dighe a gravità ordinarie sono suddivise in conci da giunti verticali, che servono a ridurre il rischio di fessurazioni dovute ad azioni termiche o a effetti del ritiro del calcestruzzo. Le dighe alleggerite presentano giunti sulle superfici di contatto tra elementi.

Le dighe a volta resistono alla spinta dell'acqua grazie alla curvatura delle sezioni orizzontali che consente di trasferire il carico sulle spalle secondo il principio di funzionamento dell'arco. Sono suddivise in conci da giunti radiali. Le dighe a volta italiane sono spesso dotate di pulvino, un elemento strutturale che funge da raccordo tra la forma regolare della volta e il profilo irregolare della fondazione. Le dighe a volta si distinguono in strutture ad arco semplice (curvatura longitudinale), ad arco gravità (sfruttano non solo la curvatura ma anche il peso proprio per contrastare la spinta dell'acqua, Figura A.14.5), a cupola o a doppia curvatura (curvatura longitudinale e trasversale).

Glossario di un impianto idroelettrico

FIGURA A.14.1

Diga di Alpe Gera ad uso idroelettrico in Lombardia, provincia di Sondrio, gestita da ENEL: sezione trasversale (sinistra) e vista da valle (destra) [Foto Galleria Fotografica DGD].

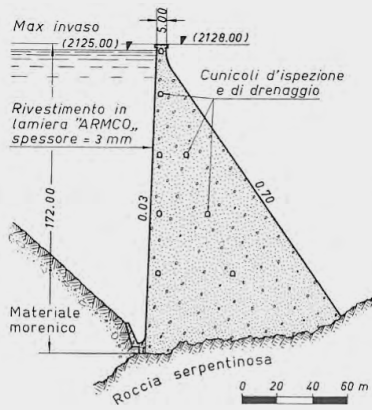


FIGURA A.14.2

Diga di Fedaia ad uso idroelettrico in Trentino-Alto Adige, provincia di Trento, gestita da ENEL Green Power: sezione trasversale e orizzontale (sinistra) e vista a valle degli speroni pieni (destra).

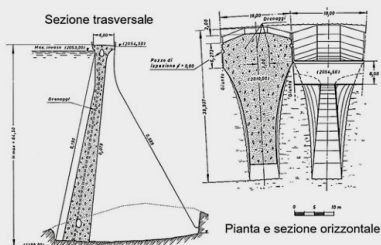
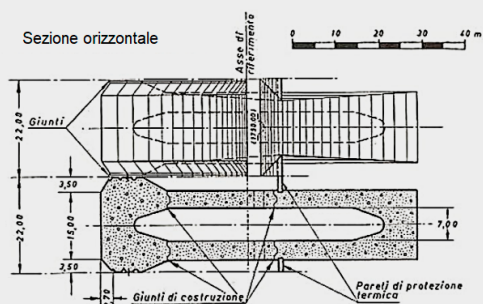
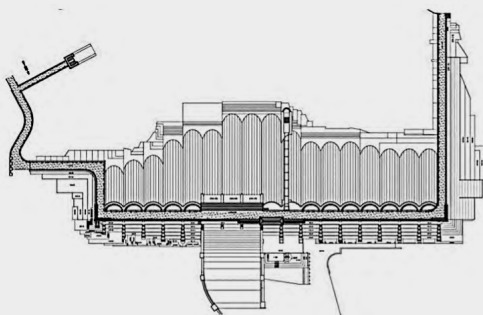


FIGURA A.14.3

Diga di Malga Bissina ad uso idroelettrico in Trentino-Alto Adige, provincia di Trento, gestita da Hydro Dolomiti Energia: sezione orizzontale degli speroni cavi (sinistra) e vista da valle (destra) [Foto Galleria Fotografica DGD].

**FIGURA A.14.4**

Diga di Molato ad uso irriguo in Emilia-Romagna, provincia di Piacenza, gestita dal Consorzio di Bonifica di Piacenza: planimetria con in evidenza i contrafforti e le voltine (sinistra) e vista a valle dei contrafforti, uniti da elementi a trave detti sbadacchi (destra) [Foto Galleria Fotografica DGD].



Glossario di un impianto idroelettrico

FIGURA A.14.5

Diga di Nuraghe Arrubiu ad uso irriguo in Sardegna, provincia di Cagliari, gestita da ENAS: vista da monte (sinistra) e panoramica da valle (destra) [Foto Galleria Fotografica DGD].



Le dighe di materiali sciolti sono caratterizzate da asse longitudinale rettilineo e sezioni trapezoidali con pendenze ridotte per garantire la stabilità dei pendii di monte e di valle. A seconda di come impediscono la filtrazione dell'acqua nel corpo murario o in fondazione, si distinguono in omogenee (costituite da terre in grado di garantire la tenuta), con struttura di tenuta all'interno del corpo rilevato (nucleo impermeabile, setto o diaframma impermeabile), con struttura di tenuta esterna (copertura impermeabile sul paramento di monte realizzata con geomembrane, argilla o materiali bentonitici).

Le traverse fluviali hanno la funzione primaria di mantenere a una quota idrica assegnata il corso d'acqua a monte dello sbarramento affinché non esca dall'alveo naturale del fiume e, in secondo luogo, possono regolare le portate. Per garantire il transito di una piena con un assegnato tempo di ritorno, le traverse sono dotate di luci a soglia fissa e/o mobile se provviste di paratoie. Lo studio del trasporto solido del corso d'acqua è importante per valutare il grado di interrimento a monte dell'opera o l'entità di erosione a valle.

Le dighe di tipo misto sono costituite in parte da manufatti di calcestruzzo e in parte da strutture di materiali sciolti. Le dighe di tipo vario includono invece tutti gli sbarramenti che non rientrano nella classificazione precedente.

A.2

OPERE DI SCARICO

Gli sbarramenti sono dotati di scarichi di fondo, di mezzofondo (o di alleggerimento) e di superficie, che possono essere di vario tipo. Gli scarichi sono dimensionati per evacuare la massima portata di piena, definita da studi idrologici, con tempi di ritorno millenari.

Lo scarico di fondo è costituito da condotte o gallerie in pressione, dotate di griglie all'imbocco per evitare occlusioni, chiuse da uno o più organi di intercettazione con camera di manovra (p.es. paratoie); svolge la funzione di svuotare il serbatoio in tempi rapidi. Quando lo scarico di fondo è posizionato qualche metro al di sopra del fondo alveo, è presente anche uno scarico di esaurimento, di diametro ridotto rispetto a quello di fondo, per completare lo svuotamento dell'invaso. Gli scarichi di mezzofondo hanno la funzione di sostenere e rendere più affidabile il processo di svuotamento, riducendo il carico sullo scarico di fondo. Gli scarichi di superficie sono costituiti da soglie sfioranti il cui profilo è progettato secondo criteri specifici per massimizzare la portata evacuabile.

Gli scarichi di superficie possono essere posizionati sul coronamento della diga o lungo il bacino. Gli scarichi nel corpo diga possono essere dotati di uno scivolo oppure avere una vasca di dissipazione o di contenimento al piede della diga per smorzare l'energia dell'acqua in caduta e restituirla in alveo in condizioni naturali (Figura A.14.6, sinistra). Particolari e scenografici sono gli scarichi di superficie a forma di calice, posizionati nel bacino, che convogliano l'acqua in un cunicolo di scarico (Figura A.14.6, destra): al crescere del diametro del calice, aumenta la portata evacuabile. All'imbocco del calice possono essere disposte delle "alette" per garantire un adeguato apporto d'aria nel condotto di scarico, evitando così che si creino moti turbolenti nel flusso d'acqua.

FIGURA A.14.6

Diga di Ridracoli a fini potabili in Emilia-Romagna, provincia di Forlì-Cesena, gestita da Romagna Acque (sinistra): sfioratore di superficie tracimabile e vasca di contenimento [Foto Samuele Gregori]. Diga di Ogliastro ad uso irriguo in Sicilia, tra la provincia di Enna e Catania, gestita dal Consorzio di Bonifica 7 Caltagirone (destra): sfioratore di superficie a calice con alette [Foto tratta dalla Galleria Fotografica del Consorzio].



Gli scarichi di superficie possono essere a soglia libera (privi di organi di regolazione) o mobile se dotati di organi di movimentazione (paratoie) con funzione di regolazione del livello d'invaso e di sicurezza per evacuare la portata di piena.

A.3

OPERE DI PRESA

Le opere di presa immettono l'acqua nelle opere di derivazione e sono dotate di organi di chiusura e di regolazione per controllare la portata.

Negli impianti ad acqua fluente le opere di presa sono dotate di una griglia e di una vasca di calma per consentire operazioni di sgheiaamento e dissabbiamento.

Negli impianti a bacino, in genere, è presente una griglia la cui sezione deve essere opportunamente progettata per ridurre le perdite di carico.

A.4

OPERE DI DERIVAZIONE

Le opere di derivazione convogliano l'acqua dall'opera di presa alle condotte forzate e sono caratterizzate da deboli pendenze. Tali opere possono essere costituite da derivazioni a pelo libero (canali all'aperto o gallerie, in funzione della morfologia del sito) oppure da derivazioni in pressione. Le prime sfociano in una vasca di carico, le seconde in un pozzo piezometrico da cui si dipartono le condotte forzate.

A.5

VASCA DI CARICO O POZZO PIEZOMETRICO

La vasca di carico può essere realizzata in caverna o all'aperto (Figura A.14.7) ed è dotata di scarichi di fondo e di superficie: i primi servono a svuotare la vasca e consentire interventi di manutenzione, i secondi per fare defluire la portata derivata in caso di fermo impianto. Il volume della vasca di carico deve essere dimensionato in base al numero e al diametro delle condotte forzate che da essa si dipartono per convogliare l'acqua alle turbine della centrale.

Il pozzo piezometrico ha generalmente forma cilindrica, con sezione trasversale circolare, ed è collocato tra le opere di derivazione e le condotte forzate. Le variazioni di livello della colonna d'acqua nel pozzo riescono ad assorbire le sovrappressioni generate dai colpi d'ariete o dai transitori idraulici ed evitano l'ingresso di aria nelle condotte forzate. Quando la centrale non è in esercizio, l'altezza d'acqua nel pozzo è pari alla quota del bacino di monte per il principio dei vasi comunicanti.

Glossario di un impianto idroelettrico

FIGURA A.14.7

Vista aerea delle vasche di carico dell'impianto di Montjovet (sinistra) e dell'impianto di Nus (destra) in Valle d'Aosta, gestiti dalla Compagnia Valdostana delle Acque - CVA [Foto CVA].



A.6

CONDOTTE FORZATE

Le condotte forzate sono tubazioni in pressione che convogliano l'acqua da una vasca di carico o pozzo piezometrico alle turbine idrauliche di una centrale idroelettrica tramite un diffusore.

In Italia le condotte più diffuse sono quelle di acciaio, chiodate oppure saldate (Figura A.14.8). Laddove le pressioni interne sono elevate, le virole di acciaio sono blindate con anelli esterni di rinforzo.

Alcuni impianti hanno condotte costituite da altri materiali (p.es. cemento armato, ghisa sferoidale, polietilene ad alta densità, plastica rinforzata con fibre di vetro). Le condotte di legno venivano in passato utilizzate in America ma non in Italia, perlomeno nel settore idroelettrico. In funzione del materiale di costruzione, le tubazioni possono essere rigide, semi-rigide o flessibili.

FIGURA A.14.8

Impianto di Cardano in Trentino-Alto-Adige, gestito da Alperia Greenpower: condotta di acciaio chiodata (sinistra) [Foto Frigerio] e impianto di Perrères in Valle d'Aosta, gestito da CVA: tratto blindato in corrispondenza del vertice plan-oaltimetrico (destra) [Foto CVA].



Ci sono diverse modalità di posa: le condotte possono essere aeree (libere all'aperto o libere in galleria), interrate o inghisate in roccia. L'entità delle sollecitazioni agenti sulle condotte interrate dipende dalla larghezza e dalla profondità della trincea. Le condotte all'aperto seguono il profilo del terreno; i tratti di tubazione sono rettilinei lungo le livellette mentre, in corrispondenza dei cambi di pendenza, ci sono i tratti curvilinei, a volte con angoli pronunciati, detti vertici. Le condotte libere in galleria e interrate seguono il profilo dello scavo e sono quasi sempre pressoché rettilinee.

Le condotte di acciaio all'aperto possono avere vertici liberi oppure bloccati mediante ancoraggi di calcestruzzo che servono ad assorbire le spinte generate dal flusso d'acqua all'interno (Figura A.14.9). In quest'ultimo caso, ciascun tratto rettilineo compreso tra due blocchi di ancoraggio è dotato di un giunto che assorbe le dilatazioni termiche. Gli appoggi intermedi tra i vertici sono costituiti da selle di calcestruzzo dotate di culle metalliche curvilinee sulle quali le condotte poggiano direttamente oppure di piastre metalliche piane sulle quali si posano i "pieducci" di corniere ad anello parziale (120°) o di anelli di rinforzo (Figura A.14.10).

Glossario di un impianto idroelettrico

FIGURA A.14.9

Condotta forzata di Perrerés in Valle d'Aosta, gestita da CVA: tratto a vertici liberi (sinistra) e tratto con blocchi di ancoraggio di calcestruzzo in corrispondenza dei cambi di pendenza (destra) [Foto CVA].



FIGURA A.14.10

Condotta forzata di Perrerés in Valle d'Aosta, gestita da CVA: appoggio diretto del tratto blindato su una culla metallica integrata in una sella di calcestruzzo (sinistra) e appoggio dei “pieducci” metallici di una corniera di 120° su una piastra metallica piana integrata in una sella di calcestruzzo (destra).



Altri pezzi speciali delle condotte sono:

- I distributori che convogliano l'acqua nelle turbine.
- Le curve di raccordo tra i tratti rettilinei che si trovano in corrispondenza dei cambi di direzione e/o pendenza e possono, quindi, essere altimetriche, planimetriche o plano-altimetriche.

- I passi d'uomo che consentono l'ingresso in condotta per eseguire controlli o manutenzioni.

Nel corso dei decenni, il rapido sviluppo delle tecniche costruttive delle condotte di acciaio (produzione delle lamiere delle virole, procedimenti di saldatura e di blindatura ecc.) è stato indirizzato al contenimento dei costi di fabbricazione e di installazione, oltre a rispondere alle numerose richieste di pezzi per la costruzione di nuovi impianti, soprattutto nel periodo successivo al secondo conflitto mondiale. Allo stesso tempo, l'evoluzione delle tecniche di produzione e di lavorazione dell'acciaio ne hanno migliorato progressivamente le proprietà meccaniche e, in particolare, la resistenza a rottura, passata da 300 MPa, negli anni '50, a valori superiori a 900 MPa. Oggi sono a disposizione dei tecnici diverse norme UNI che definiscono il tipo di acciaio da impiegare per la costruzione delle condotte in funzione dello spessore nominale oppure specificano le modalità di esecuzione e di controllo delle saldature, aspetto abbastanza delicato poiché può generare difetti e conseguente rottura della condotta.

A.7

ORGANI DI INTERCETTAZIONE E DISPOSITIVI DI SICUREZZA DELLE CONDOTTE

Negli impianti idroelettrici si utilizzano come organi di intercettazione paratoie o valvole.

Le paratoie possono essere di diversi tipi: le più diffuse sono le paratoie piane a corpo unico o a più elementi, a settore e a ventola. Sono generalmente costruite con acciaio saldabile e dotate di organi di manovra e utilizzate principalmente per gli scarichi di superficie e per gli scarichi di fondo degli sbarramenti. Queste strutture sono soggette ad azioni permanenti (p.es. carico idrostatico, peso proprio) o accidentali (p.es. urti dovuti a materiale trasportato dalla corrente, inceppamento). Le paratoie piane sono impiegate per luci e altezze di ritenuta modeste; sono costituite da un diaframma piano di acciaio, rinforzato lateralmente e orizzontalmente da profilati metallici. Queste paratoie scorrono verticalmente entro guide laterali, dette gargami, inghisati nelle pile di calcestruzzo e sono manovrate tramite l'impiego di motori elettrici dotati di funi o ingranaggi. Le paratoie a settore rappresentano la tipologia di paratoia di regolazione più comune per scarichi di superficie delle dighe: svolgono la funzione di ritenuta tramite un diaframma cilindrico, ad asse orizzontale, in-

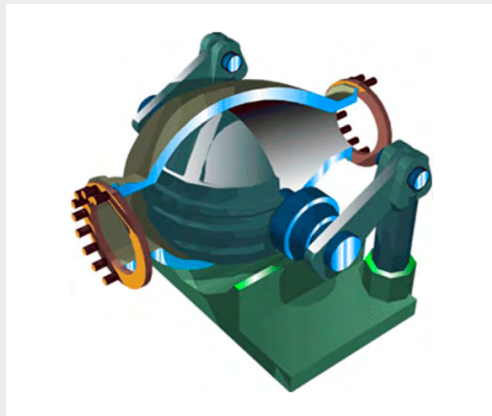
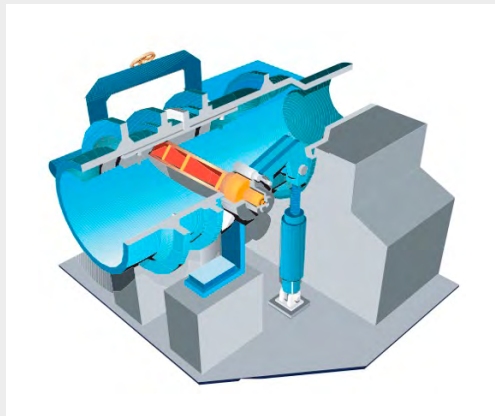
ternamente irrigidito da profilati disposti a traliccio. Per luci notevoli e altezze di ritenuta modeste si possono trovare strutture a cassone. Le paratoie a settore sono sostenute da due bracci radiali incernierati a due perni, ancorati alle pile, che consentono la rotazione attorno a un asse orizzontale. Il lato convesso è in genere rivolto verso monte e i bracci risultano compressi. Queste paratoie sono manovrate mediante funi o catene che si avvolgono su pulegge di rimando, generalmente collegate a contrappesi, oppure mediante pistoni oleodinamici.

Le paratoie a ventola trovano largo impiego associate a quelle piane o a settore nelle traverse a medio-alta ritenuta e sugli scarichi di superficie delle dighe. Il diaframma è in genere inclinato di 30° rispetto a un piano verticale e la rotazione avviene su supporti a coltello protetti da un lamierino per la tenuta idraulica, attorno al bordo inferiore. Le ventole, quando sono sollevate, sono appese a due bilancieri che oscillano su perni fissati alla muratura. Le estremità opposte dei bilancieri sono collegate a un contrappeso di forma cilindrica o cavo per consentire di aggiungere zavorra al sistema. Ci sono anche ventole prive di contrappeso, movimentate con pistoni oleodinamici installati nel corpo della soglia.

Le valvole sono prevalentemente di due tipi (Figura A.14.11): le valvole a farfalla sono generalmente installate nelle condotte forzate in testa condotta, utilizzate per interrompere il flusso d'acqua in caso di guasto o rottura; le valvole "di macchina" (le più diffuse sono le valvole rotative o a sfera per salti superiori a 100 m) sono utilizzate per intercettare il flusso d'acqua prima dell'ingresso in turbina. Le valvole a farfalla sono costituite da una lente circolare che ruota attorno a un perno con giacitura perpendicolare rispetto all'asse longitudinale della condotta. Le valvole rotative sono costituite da un corpo sferico nel cui interno ruota un otturatore che ha la medesima sezione trasversale della condotta.

FIGURA A.14.11

Schema di una valvola a farfalla (sinistra) e rotativa (destra)
[Immagini tratte dal Portale della tecnologia¹].



Le condotte sono dotate di dispositivi di sicurezza che sono in grado di rilevare variazioni di velocità dell'acqua, dovute p.es. a malfunzionamenti o rotture, e comandare di conseguenza la chiusura della valvola a farfalla in testa condotta, interrompendo il flusso in pochi secondi. I dispositivi più diffusi sono quelli di sovra velocità di tipo meccanico (palmola), i misuratori a ultrasuoni e i sistemi differenziali di portata.

Subito a valle dell'organo di intercettazione posto in testa condotta viene installato l'aeroforo, che permette l'espulsione dell'aria o il suo rientro nelle fasi rispettivamente di riempimento o vuotamento della condotta, evitando così il formarsi di pressioni anomale che potrebbero provocare implosioni della tubazione o la formazione di bolle d'aria che potrebbero ridurre la portata derivata e causare sovrappressioni di forte entità. In alternativa al tubo aeroforo, si possono utilizzare le valvole di rientro d'aria.

¹ <http://educazionetecnica.dantect.it/tag/pelton/>

A.8

TURBINE

Le turbine convertono l'energia cinetica di un fluido in energia meccanica di tipo rotazionale. Le turbine sono formate da una parte fissa, il distributore, che convoglia l'acqua sulle palette di un organo mobile, detto girante o rotore, montato su un albero. Se la disposizione delle palette crea condotti di sezione costante, la velocità del fluido che li attraversa non varia ma la lama liquida è costretta a cambiare direzione generando una spinta sulle palette e imprimendo un moto di rotazione alla girante (turbine per azione). Quando la disposizione delle palette crea condotti di sezione decrescente, la velocità del fluido aumenta generando una spinta che si somma all'azione diretta del fluido sulle palette (turbine a reazione). Le turbine possono essere ad asse verticale oppure orizzontale.

Negli impianti idroelettrici le turbine utilizzate sono sostanzialmente di tre tipi:

- Pelton.
- Francis.
- Kaplan.

La turbina Pelton è costituita da una girante ad asse orizzontale, raramente verticale, alla quale sono fissate esternamente pale a forma di doppio cucchiaino che vengono investite dal getto d'acqua uscente da uno o più distributori (Figura A.14.12, sinistra), la cui portata è regolata mediante una valvola a spina di forma cilindrica. La turbina Pelton è del tipo ad azione e sfrutta il salto netto tra il pelo libero della vasca di carico e la sezione di uscita del distributore. In genere, queste turbine sono utilizzate per salti elevati, dell'ordine di 50-1300 m [35] e basse portate. L'acqua che esce dalla turbina ricade, infine, nel canale di scarico sottostante.

La turbina Francis è del tipo a reazione a flusso assiale ed è generalmente impiegata in presenza di salti medi-bassi, dell'ordine di 10-350 m [35] e portate medie (Figura A.14.12, destra). La turbina Francis è costituita da una camera a forma di chiocciola che circonda un distributore fisso a forma di corona circolare con asse verticale, posto esternamente alla girante. Quest'ultima è dotata di palette che creano condotti di sezione trasversale decrescente. Il principio di funzionamento si basa sull'azione combinata della forza centrifuga e della forza di inerzia dovuta all'aumento di velocità del fluido per le sezioni ristrette. La bocca di scarico si trova al centro della girante ed è dotata in genere di un tubo diffusore immerso nel sottostante canale

di scarico. Questa soluzione consente di massimizzare il rendimento poiché è in grado di sfruttare l'intero salto netto dell'impianto generando una depressione allo sbocco della girante che richiama fluido, aumentandone quindi la velocità fino al valore massimo consentito. Occorre prestare attenzione a non creare sottopressioni eccessive, altrimenti si potrebbe verificare il fenomeno della cavitazione, ossia la pressione dell'acqua scende al di sotto della pressione di liquido saturo e si trasforma in vapore causando danni alle palette della girante.

FIGURA A.14.12**Turbina Pelton (sinistra) e Francis (destra) [Foto Frigerio].**

La turbina Kaplan è del tipo a reazione e sfrutta piccoli salti, dell'ordine di 2-40 m [35], ma grandi portate. Anche in questo caso il distributore ha una forma a corona circolare; la girante è costituita da un mozzo di grande diametro con un numero limitato di pale (fino a sei), la cui forma ricorda quelle di un'elica navale. Le pale sono munite di un attacco a snodo per variare la loro inclinazione e rendere flessibile la generazione.

A.9

ALTERNATORE E TRASFORMATORE

Il movimento rotatorio della girante delle turbine idrauliche è trasferito mediante un asse, detto albero, a un alternatore che produce energia elettrica (Figura A.14.13, sinistra). L'alternatore è un generatore costituito da due parti, una fissa e una rotante, dette rispettivamente statore e rotore, su cui sono disposti avvolgimenti in rame.

Glossario di un impianto idroelettrico

A seconda della rete che si deve alimentare, si installano alternatori sincroni o asincroni.

Il trasformatore è l'elemento di interfaccia tra la centrale e la rete elettrica ed ha la funzione di variare induttivamente la tensione della corrente in uscita dall'alternatore a quella della linea elettrica (Figura A.14.13, destra).

FIGURA A.14.13

Centrale idroelettrica di Tel in Trentino-Alto Adige, gestita da Alperia Greenpower: alternatore (sinistra) e trasformatore (destra)
[Foto Frigerio].



A.10

OPERE DI RESTITUZIONE

L'acqua, una volta turbinata, viene restituita mediante canali all'alveo del fiume. Se l'impianto è dotato di turbine ad azione, l'acqua esce a forte velocità, pertanto il canale deve essere dimensionato opportunamente per evitare erosioni. Se sono presenti turbine a reazione, il livello delle opere di derivazione è importante perché influenza il funzionamento della turbina stessa.

Le opere di restituzione possono anche far confluire l'acqua nell'opera di presa di un impianto a cascata che sfrutta il salto successivo di un corso d'acqua.

A.11

IL FUNZIONAMENTO DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO RACCONTATO IN UN VIDEO

Per informare e sensibilizzare il cittadino comune sul ruolo dell'idroelettrico nell'attuale panorama energetico, lo youtuber Matteo Valenza ha realizzato un video in collaborazione con RSE e A2A (Figura A.14.14), disponibile al seguente indirizzo (oltre 98.000 visualizzazioni a fine 2023 con diversi commenti, in buona parte di apprezzamento):

<https://www.youtube.com/watch?v=vwMc9fOjgSQ>

Nel video si illustra, percorrendo il flusso delle acque, il funzionamento dell'impianto idroelettrico di Grosio in Valtellina, entrato in servizio nel 1960 e gestito da A2A. In Val Grosina, una diga di calcestruzzo del tipo a speroni a gravità alleggerita raccoglie 1.2 milioni di m³ d'acqua in un bacino a regolazione giornaliera, definito da Matteo "la batteria più grande che abbia mai visto" con i suoi 6 GWh. Le acque del bacino di Val Grosina, dopo un salto di 600 m percorso attraverso due condotte forzate, alimentano le 4 turbine Pelton ad asse verticale della centrale di Grosio, la cui sala macchine è in caverna e si raggiunge percorrendo un tunnel lungo circa 600 m. La centrale ha una potenza installata di 431 MW e una produzione annuale media di circa 900 GWh. Le acque scaricate in alveo sono in seguito utilizzate dagli impianti di Lovero e Stazzona.



Inquadra il QRcode
per guardare il video

FIGURA A.14.14

Video YouTube sull'idroelettrico, realizzato da Matteo Valenza (sinistra) in collaborazione con RSE e A2A (immagine a destra, da sinistra verso destra, Antonella Frigerio di RSE, Paolo Valgoi ed Elisabetta Garti di A2A).



Glossario di un impianto idroelettrico

Nel video, RSE sottolinea come l'idroelettrico a volte sembri un "gigante dimenticato" poiché, sebbene sia tuttora la fonte rinnovabile più importante in Italia, le strategie energetiche nazionali ed europee si focalizzano soprattutto sullo sviluppo delle fonti eolica e solare. Il contributo dell'idroelettrico al mix di generazione elettrica è dato per scontato, anche nel lungo termine, senza però tenere conto che diversi aspetti potrebbero concorrere a limitarne la produzione. Le infrastrutture, infatti, stanno inesorabilmente invecchiando e richiedono sempre più interventi di riabilitazione, a volte di rilievo, per garantire la sicurezza d'esercizio nel tempo. Ai possibili fuori servizio prolungati per l'esecuzione dei lavori di ripristino, in Italia si aggiungono le difficoltà legate alla situazione di stallo che si è venuta a creare in merito alle modalità di rinnovo delle concessioni che sta di fatto limitando pesantemente gli investimenti in questo settore. Non si devono neppure trascurare i cambiamenti climatici in atto che hanno conseguenze dirette sulla disponibilità della risorsa idrica e stanno accrescendo l'uso concorrenziale dell'acqua; basti pensare che in situazioni di emergenza idrica le regioni rendono prioritario l'utilizzo dell'acqua a fini irrigui, chiedendo anche ai concessionari idroelettrici rilasci aggiuntivi, a volte di una certa rilevanza. Considerando che nel processo di transizione energetica avviato dall'Europa è emersa chiaramente la necessità di avere a disposizione i servizi di flessibilità e stoccaggio degli impianti idroelettrici per integrare nella rete elettrica la produzione delle FRNP, è indispensabile affrontare debitamente tutti gli aspetti evidenziati per riuscire a raggiungere gli obiettivi climatici ed energetici fissati dall'Europa.

Nel video, RSE fa notare come il settore idroelettrico, considerato da tempo una tecnologia matura, abbia scontato per anni una drastica riduzione dei fondi europei dedicati alla ricerca che ha portato a un salto generazionale di competenze. Gli ingegneri italiani rappresentavano un riferimento nel campo della costruzione delle grandi dighe ma, nel tempo, queste competenze sono state progressivamente perse o indirizzate verso il mantenimento in sicurezza ed efficienza del patrimonio infrastrutturale esistente. In Italia la Ricerca di Sistema sta contribuendo a colmare questo divario generazionale.

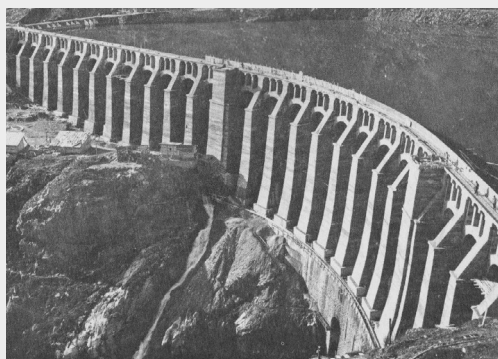
I disastri che condizionarono la pubblica opinione in Italia e le principali *lesson learned*

CROLLO PARZIALE DELLA DIGA DEL GLENO

Il 1° dicembre 1923 alle prime luci dell'alba, dopo soli quattro mesi dalla fine della costruzione, crollarono le 10 arcate centrali della diga del Gleno nella Val di Scalve, in provincia di Bergamo (Figura B.15.1). Dallo squarcio di 80 m si riversarono a valle fino al lago d'Iseo, a 30 km di distanza, sei milioni di metri cubi di acqua e fango che devastarono il territorio e causarono 356 vittime accertate, anche se si ipotizza che i deceduti furono quasi 500 [10]. La perizia dell'accusa evidenziò l'inadeguatezza di alcune scelte progettuali (in particolare l'appoggio degli archi centrali sul sottostante tampone a gravità), la scarsa qualità dei materiali impiegati (nei primi anni del dopoguerra scarseggiava il cemento e fu usata sabbia mescolata a terriccio e armature realizzate con materiale di recupero di origine bellica), nonché l'incuria nella direzione ed esecuzione dei lavori. Queste accuse sollevarono un coro di proteste popolari contro la costruzione di grandi impianti idroelettrici, invece sostenuta a livello politico nel primo dopoguerra per favorire la rinascita economica del nostro Paese. Le polemiche furono esacerbate dalle pene risibili inflitte ai costruttori ai quali l'opinione pubblica imputava la ricerca scriteriata del profitto a scapito della sicurezza.

FIGURA B.15.1

Disastro del Gleno: vista da valle della diga alla fine della costruzione (sinistra) [Fonte Archivio Gleno] e vista dei ruderi della diga (destra) [Foto Lacavalla].



CCROLLO DELLA DIGA DI SELLA ZERBINO

Il 13 agosto 1935, un nubifragio eccezionale causò il repentino innalzamento del livello del lago di Ortiglieto, in provincia di Genova. Lo scarico principale si intasò con fango e detriti e gli scarichi secondari non furono sufficienti per evitare la tracimazione delle due dighe: quella principale del Molare, alta 47 m, e quella secondaria di Sella Zerbino, alta 14 m, quest'ultima non prevista nel progetto originario (Figura B.15.2, sinistra).

L'acqua, tracimando, erose le rocce, di scarsa qualità e fratturate, della sella Zerbino e causò nel primo pomeriggio il repentino crollo della diga secondaria (Figura B.15.2, destra). Circa 20-25 milioni di metri cubi si riversarono nella sottostante valle, raggiungendo in mezz'ora il centro abitato di Ovada e mietendo oltre 100 vittime. Nonostante non fossero state condotte indagini per la caratterizzazione geologica della sella Zerbino, il processo si focalizzò sui problemi idraulici che portarono alla tracimazione delle due dighe. Dato il carattere eccezionale delle precipitazioni (in 6-8 ore raggiunsero il 30% del valore medio annuale), il processo si concluse ritenendo imprevedibile un simile evento meteorologico e, quindi, adeguato il dimensionamento delle opere di scarico [337]. Tuttavia, in seguito al disastro del Molare furono modificati i parametri normativi per il dimensionamento degli scarichi imponendo un margine di sicurezza maggiore.

FIGURA B.15.2

Disastro del Molare: vista da valle della diga secondaria (sinistra) e vista della sella Zerbino dopo il crollo (destra) [337].



I disastri che condizionarono la pubblica opinione in Italia e le principali *lesson learned*

TRAGEDIA DEL VAJONT

La sera del 9 ottobre 1963 una frana di oltre 270 milioni di metri cubi, superiore al volume del lago artificiale, si staccò dal monte Toc riversandosi nel bacino del Vajont (provincia di Pordenone) a una velocità di 100 km/h e sollevando due onde devastanti (Figura B.15.3). Un'onda risalì il versante opposto distruggendo alcune località nel comune di Erto e Casso; l'altra onda, di dimensioni maggiori, sormontò di oltre 250 m il coronamento della diga, si incanalò lungo la forra del torrente Vajont e raggiunse in pochi minuti la cittadina di Longarone, radendola al suolo. Morirono quasi 2.000 persone, molte delle quali uccise dallo spostamento d'aria generato dalla massa d'acqua. La diga del Vajont, all'epoca della costruzione la più alta struttura di calcestruzzo al mondo con i suoi 265,5 m, resistette a valori di pressione, si stima, 20 volte superiori a quelle per cui era stata progettata, evitando che la tragedia assumesse dimensioni ben peggiori.

FIGURA B.15.3

Disastro del Vajont: panoramica della frana staccatasi dal monte Toc (sinistra) e vista da valle della diga (destra).



La paleofrana in sponda sinistra era stata individuata durante i lavori di costruzione. Nonostante i pareri contrastanti tra alcuni geologi sulla stabilità del pendio, la realizzazione dell'opera fu ultimata, limitando la quota di invaso a 700 m, ritenuta di sicurezza in virtù dei risultati ottenuti con il modello fisico del bacino allestito presso la centrale di Nove. Nel corso dei primi invasi per il collaudo, sul versante sinistro si formò una frattura perimetrale a forma di M, lunga oltre 2.500 m e larga circa 50-100 cm, causata da scorrimenti che raggiunsero 4 cm al giorno e ci fu una frana di circa 750.000 metri cubi che sollevò onde di 10 m. Il livello di invaso fu abbassato lentamente a quota 600 m e gli spostamenti si ridussero fino quasi ad annullarsi. I timori della popolazione e gli allarmismi sollevati da alcuni esponenti della stampa, fin dai tempi della costruzione, non furono ascoltati da un Paese in pieno boom economico, avviato verso la nazionalizzazione dell'energia elettrica. Il terzo e ultimo invaso fu eseguito da ENEL, istituita nel 1962, ma l'innalzamento della quota di invaso a un livello superiore a 700 m e le piogge abbondanti contribuirono a riattivare e ad accelerare i movimenti della frana; la decisione di abbassare subito la quota a 700 m, considerata di "sicurezza", scatenò il disastro poiché venne meno la spinta dell'acqua sul versante instabile. Le indagini giudiziarie trasformarono la vicenda in un caso politico ma è ormai opinione comune che la tragedia del Vajont rientri tra i disastri che si potevano evitare. In seguito, le normative resero obbligatoria la verifica della stabilità dei versanti dei laghi artificiali.

Stralcio del testo della lettera trasmessa dal Segretariato Generale dell'UE all'Italia (Ministro degli Affari esteri)

Oggetto: Costituzione in mora complementare – Infrazione n. 2011/2026

Signor Ministro,

in seguito alla prima lettera di costituzione in mora inviata al Suo governo il 15 marzo 2011 [rif. SG(2011)D/3976] e alla lettera di costituzione in mora complementare inviata il 26 settembre 2013 [rif. C(2013)6086], mi permetto di richiamare nuovamente la Sua attenzione su alcuni aspetti del quadro legislativo e normativo italiano in relazione alle concessioni idroelettriche, che potrebbero porre problemi di incompatibilità con l'articolo 12 della direttiva 2006/123/CE e con il diritto alla libertà di stabilimento garantito dall'articolo 49 del TFUE.

I. I fatti

Da diversi anni tra la Commissione e le autorità italiane si discute in relazione al sistema italiano riguardante le concessioni idroelettriche, inizialmente nel contesto della procedura di infrazione 2002/2282. Le preoccupazioni della Commissione nel contesto di detta procedura si riferivano in particolare alle disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (cosiddetto "decreto Bersani"), che accordava un trattamento preferenziale ai concessionari uscenti alla scadenza delle concessioni idroelettriche e concedeva agli stessi proroghe automatiche. Detta procedura era stata chiusa con l'adozione della legge 23 dicembre 2005, n. 266, che disponeva tra l'altro l'indizione di procedure di selezione per l'aggiudicazione di concessioni idroelettriche, unitamente ad una misura transitoria una tantum che prevedeva proroghe di dieci anni delle concessioni in corso al fine di assicurare un lasso di tempo sufficiente per l'indizione e il completamento delle pertinenti procedure di selezione.

Le disposizioni pertinenti della legge 23 dicembre 2005, n. 266, sono però state dichiarate illegittime da una sentenza della Corte costituzionale italiana, che ha ritenuto la legge irragionevole e in contraddizione con le finalità dichiarate di liberalizzazione e integrazione del mercato europeo. È stato successivamente adottato il decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con legge 30 luglio 2010, n. 122, che ha concesso proroghe di durata compresa tra 5 e 12 anni per le concessioni idroelettriche.

Stralcio del testo della lettera trasmessa dal Segretariato Generale dell'UE all'Italia

...

V. Conclusioni

La Commissione europea ritiene pertanto, a complemento della propria lettera di costituzione in mora del 15 marzo 2011 [rif. SG(2011) D/3976] e della lettera di costituzione in mora complementare inviata il 26 settembre 2013 [rif. C(2013)6086], che l'Italia sia venuta meno ai propri obblighi ai sensi dell'articolo 12 della direttiva 2006/123/CE e comunque ai sensi dell'articolo 49 del TFUE, in quanto le autorità italiane hanno omesso di indire procedure di selezione trasparenti e imparziali per l'aggiudicazione delle concessioni idroelettriche e hanno imposto al concessionario subentrante l'obbligo di versare, per l'utilizzo di beni pertinenti, un indennizzo superiore al valore non ammortizzato di tali beni.

La Commissione invita il Suo governo, ai sensi dell'articolo 258 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea, a trasmetterle osservazioni in merito a quanto precede entro due mesi dal ricevimento della presente lettera.

Dopo aver preso conoscenza di tali osservazioni, oppure in caso di omesso inoltro delle stesse entro il termine fissato, la Commissione si riserva il diritto di emettere, se del caso, il parere motivato previsto dal medesimo articolo.

Voglia gradire, Signor Ministro, i sensi della mia più alta considerazione.

*Per la Commissione
Elżbieta BIENKOWSKA
Membro della Commissione*

RSE S.p.A. - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE S.p.A., interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e le organizzazioni delle imprese e dei consumatori.

RSE realizza attività di ricerca e sviluppo per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per scelte interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani, promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.

ISBN 978-88-943145-4-0



9 788894 314540