

**Indagine conoscitiva sulle “Prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030”**

**Camera dei Deputati, X Commissione - Attività Produttive**

Marco Cantamessa – Politecnico di Torino e CVA S.p.A. a.s.u.

Signor Presidente, Onorevoli membri della Commissione, Vi ringrazio per l’invito a questa audizione, che verte su un tema di grande importanza, e che cade in un periodo di profonda trasformazione dei sistemi energetici a livello globale, europeo e nazionale.

Parlerò partendo da un doppio ruolo, quello di professore universitario che si interessa da sempre di tematiche legate al *management* dell’innovazione, e quello di presidente di CVA – Compagnia Valdostana delle Acque, società controllata dalla Regione Autonoma Valle d’Aosta. CVA è oggi il 4° produttore idroelettrico nazionale e il 6° produttore di energia rinnovabile, grazie a 32 centrali idroelettriche, 6 dighe, 8 parchi eolici e 3 impianti fotovoltaici, situati in Valle d’Aosta e su tutto il territorio nazionale.

Il PNIEC è un piano estremamente vasto e articolato e, pertanto, nella mia esposizione mi limiterò a condividere con voi alcuni temi specifici, maggiormente rilevanti rispetto all’esperienza dalla quale mi muovo. Per le molte altre tematiche, rimando alle considerazioni che saranno svolte dalle associazioni di categoria Utilitalia ed Eletticità Futura che, mi risulta, saranno da Voi audite in tempi brevi. Tratterò dunque quattro temi:

- la disciplina sulle grandi derivazioni idroelettriche, anche in un’ottica di *repowering*,
- le altre FER (Fonti di Energia Rinnovabile), pensando anche al ruolo dei PPA (*Power Purchase Agreements*),
- i nuovi modelli decentrati di produzione, distribuzione e consumo (comunità energetiche),
- i problemi legati alle imprese a controllo pubblico che avranno un ruolo fondamentale nell’attuazione del PNIEC.

Riassumerò pertanto brevemente, visto il poco tempo disponibile, i contenuti delle schede che trovate nel documento che è stato condiviso con la Segreteria della Commissione.

## 1. Idroelettrico – Le principali criticità del “Decreto Semplificazioni” (D.L. 135/18)

Il PNIEC prevede che le procedure per le concessioni esistenti siano precedute da una fase preparatoria, per integrare in modo ordinato le stesse procedure nella programmazione territoriale, in compatibilità con gli altri usi dell’acqua, sulla base di regole omogenee a livello nazionale, prevedendo interventi di efficientamento degli impianti. Di conseguenza, le procedure d’asta privilegeranno in modo trasparente la riqualificazione degli impianti, al fine di assicurare la capacità utile di invaso e aumentarne la producibilità, nel rispetto dei vincoli ambientali. Per tali interventi si introdurranno semplificazioni procedurali per evitare duplicazioni di atti o di valutazioni in materia ambientale e paesaggistica, nonché forme di coordinamento tra i procedimenti per il rilascio di concessioni e di autorizzazione per l’esecuzione degli interventi.

Il nuovo art. 12 del D.Lgs. 79/99 introdotto dal D.L. 135/2018 (“Decreto Semplificazioni”) presenta diverse criticità e incongruenze con gli obiettivi del PNIEC:

- il D.L. prevede la possibilità di affidamento della concessione a società miste, con selezione del socio privato tramite gara. Si può prevedere che il ménage pubblico-privato diventi problematico, tenendo conto dei limiti imposti dal D.Lgs. 175/2016 (“TUSP”), nel caso di controllo pubblico. Sarà inoltre impossibile per società a controllo pubblico e soggette al TUSP, competere sul lato “privato”;
- vi è il rischio che le Regioni impostino le gare concentrandosi sugli aspetti economici, mettendo in secondo piano quelli tecnici e legati al *track-record* (il requisito di aver gestito impianti da 3 MW è estremamente basso). Ciò sarebbe una scelta pericolosa, data la natura delle infrastrutture in oggetto. Inoltre, vi è il rischio che vengano effettuati “spezzatini” di derivazioni in cascata (c.d. “aste idroelettriche”) che, qualora fossero gestite da soggetti diversi e interferenti tra loro, vedrebbero emergere inefficienze e possibili contenziosi;
- la disomogeneità delle regole tra Regioni potrebbe portare a disparità di trattamento tra operatori, costi di partecipazione alle gare, contenziosi, ecc.;
- il Decreto prevede la devoluzione gratuita delle opere bagnate (salvo le quote non ammortizzate di investimenti autorizzati dall’ente concedente, ma con la difficoltà di riconoscere investimenti attuati nel passato) e la remunerazione al valore non ammortizzato delle opere asciutte, con *cherry picking*. Ciò comporta una forte penalizzazione per il concessionario uscente, che (i) non vedrà remunerati i propri investimenti, (ii) verrà leso nel proprio diritto di proprietà, in quanto costretto a cedere l’asset ad un valore più basso del valore di mercato, (iii) si troverà a dover smaltire le opere non scelte dall’entrante. Ciò porta a un ingiustificato vantaggio all’entrante, che potrà rilevare attività avviate e perfettamente funzionanti, pagando molto di meno di quanto servirebbe per rilevare la stessa attività sul mercato, o avviarla;
- in ambito UE, l’Italia ha introdotto la disciplina maggiormente pro-concorrenziale in termini di durata e di contendibilità delle concessioni. La mancanza di un *level playing field*, e i vantaggi dati agli entranti, comportano il rischio concreto che le imprese italiane siano svantaggiate nelle gare che si svolgeranno in Italia (gli operatori stranieri godono peraltro di costi di finanziamento inferiori e potranno effettuare offerte più aggressive), e siano al contempo impediti di concorrere a livello europeo.

Tutto ciò comporterà:

- il sostanziale blocco degli investimenti di qui al 2029 e, al contempo, un forte rischio di contenzioso tra operatori, il mancato raggiungimento degli obiettivi indicati dal PNIEC, e il possibile degrado degli impianti;
- impatti negativi sul settore idroelettrico nel suo insieme;
- impatti negativi a livello occupazionale, peraltro in un contesto di competenze specifiche scarse.

Sarebbe necessario:

- rinviare l’attuazione della disciplina relativa al rinnovo delle concessioni all’ottenimento di un *level playing field* a livello UE;
- risolvere in modo sostanziale le criticità sopra esposte (uniformità delle gare, criteri di selezione degli operatori sulla base delle competenze tecniche, condizioni di subentro tra uscenti ed entranti).

## 2. Idroelettrico – *repowering* degli impianti

Il PNIEC prevede una crescita contenuta della potenza aggiuntiva idroelettrica, riconoscendo al “grande idroelettrico” una particolare importanza strategica, e la necessità di preservare e incrementare la produzione. Inoltre, il PNIEC vede nei sistemi di *storage* idroelettrico (accumulo e/o pompaggio) l’opzione tecnicamente più matura per compensare la variabilità della produzione delle altre FER, assicurando bilanciamento tra domanda e offerta e sicurezza della rete (capacità di *black start*).

Attualmente, il 7% degli impianti idroelettrici (> 10 MW) produce l'80% dell'energia idroelettrica nazionale (ovvero il 30% dell'energia da FER). Questi impianti risalgono in massima parte a due periodi storici: l’inizio del '900 e la metà del '900. Gli impianti più antichi hanno notevoli possibilità di potenziamento, in quanto furono progettati non sulle reali potenzialità idrauliche, ma sulle esigenze contingenti delle imprese locali. Su questi impianti è possibile stimare, pur nel rispetto del deflusso ecologico (ex DMV) e senza significativo impatto sui territori, un potenziale aumento sino al 50-100% della produzione di energia. Gli impianti di metà '900 sfruttano meglio la risorsa idrica, ma hanno rendimenti più bassi rispetto a quelli che si otterrebbero con criteri moderni di progettazione (sviluppo e dimensioni di canali e condotte forzate). Su questi impianti sarebbe possibile aumentare la produzione di energia del 5-10%.

Queste opportunità di *repowering* potrebbero portare a un significativo incremento della produzione nazionale, da 46 ad almeno 50 TWh, a una maggiore sicurezza degli impianti, oltre a costituire un importante volano economico e occupazionale, ma gli operatori devono poter rientrare degli ingenti investimenti. L'approssimarsi della scadenza delle concessioni su tali impianti (quasi tutti al 2029), in assenza di regole chiare per le gare, bloccano di fatto questa possibilità, e gli investimenti vengono rinviati. Ciò rischia di portare, invece, a un progressivo depauperamento della capacità produttiva, che si stima possa portare da 46 a 40 TWh.

Inoltre, l'Autorità di bacino del Po ha adottato il metodo ERA che, per le nuove concessioni idroelettriche, considera livelli massimi di potenza installata legate alla portata media e impedisce la derivazione per l'interezza di tratti omogenei d'alveo. Questo criterio è incompatibile con le grandi derivazioni alpine (e renderebbe inaccettabili quelle esistenti). Nel contesto alpino, infatti, le portate disponibili in alveo sono fortemente variabili a seconda delle stagioni, con picchi di produzione in corrispondenza della primavera, e mostrano forte disomogeneità morfologica lungo il percorso.

Sarebbe necessario:

- adeguare il metodo ERA alle realtà alpine almeno per consentire il *repowering* dei grandi impianti esistenti, accettando la sottensione completa di più tratti omogenei d'alveo, e la derivazione di portate massime superiori alle portate medie annue dei corsi d'acqua;
- assicurare il rientro degli investimenti sui progetti di *repowering*, per esempio prolungando le concessioni nel caso di iniziative di impatto significativo;
- stabilire un iter chiaro per fare autorizzare tali potenziamenti, che oggi si qualificano come varianti sostanziali alle concessioni.

### 3. Altre FER

Il PNIEC prevede di raddoppiare al 2030 l'attuale capacità eolica installata e di triplicare quella fotovoltaica. Per il raggiungimento di tali obiettivi, il PNIEC prevede la necessità di non solo stimolare nuova produzione, ma anche di preservare quella esistente e, laddove possibile, incrementarla promuovendo *revamping* e *repowering* di impianti. Nel caso dell'eolico, ciò può essere attuato con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già utilizzati, limitando il consumo del suolo.

Fatta salva l'emanazione del DM FER 1, che però appare insufficiente al raggiungimento degli obiettivi al 2030, a oggi non sono state adottate politiche di promozione del *repowering* e del *revamping* degli impianti FER esistenti. Nella maggior parte dei casi, tali operazioni comporterebbero la richiesta di nuove autorizzazioni, di VIA (Valutazioni di Impatto Ambientale) o di varianti sostanziali, con ulteriori problemi connessi alla potenziale perdita degli incentivi per gli impianti interessati, soprattutto nel caso non abbiano aderito allo "spalma-incentivi volontario".

Sarebbe necessario:

- introdurre misure a favore degli interventi di *repowering* e di *revamping*, in un'ottica di valorizzazione dei siti già sfruttati, in particolare introducendo procedure autorizzative semplificate e l'adozione di modifiche normative a livello centrale, che riducano l'arbitrarietà di applicazione dei procedimenti oggi registrata nelle diverse Regioni/Province. Tali modifiche dovrebbero rendere possibile:
  - il ricorso dell'istituto della PAS (Procedura Abilitativa Semplificata) e l'esclusione dalla procedura di VIA/verifica di assoggettabilità a VIA per quegli interventi che rispettino specifici criteri ambientali/progettuali,
  - l'adozione di criteri semplificati per le valutazioni di tipo ambientale limitate all'esame delle sole variazioni dell'impatto ante e post-intervento. Ad esempio, si potrebbero fissare soglie, differenziate per fonte e per tipologia di intervento, entro cui l'intervento possa essere ritenuto a limitato impatto ambientale/sociale e dunque sia possibile autorizzarlo mediante comunicazione, o semplice notifica allo sportello unico;
- promuovere azioni per l'ottimizzazione degli impianti esistenti e il superamento di misure vincolanti (es. lo "spalma-incentivi volontario") che oggi impediscono l'accesso ai meccanismi di sostegno ai progetti di *repowering* di impianti che non vi abbiano aderito (il che coinvolge la quasi totalità degli impianti FER).

#### 4. Supporto a contratti PPA (*Power Purchase Agreement*)

Il PNIEC prevede un ampio ricorso ai PPA, da affiancare ai contratti per differenza, tra investitori in impianti da FER e soggetti interessati ad acquistare l'energia che l'impianto produrrà, su un intervallo temporale sufficientemente lungo da garantire il rientro dell'investimento necessario. Tali contratti sono necessari in quanto l'attuale modello di mercato, con i soli segnali di prezzo dei mercati spot, non consente un adeguato sviluppo delle FER. I PPA, anche mediati da specifiche piattaforme di negoziazione che favoriscano l'incontro tra domanda e offerta, potrebbero dare un supporto importante, essendo basati su impegni di lungo periodo.

Il Governo italiano è ad oggi intervenuto con il Decreto FER 1, demandando al GME, entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto (31/12/2019), l'avvio di una consultazione pubblica per la predisposizione di una disciplina per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili. Pertanto, la tematica è oggi affrontata solo privatamente dagli operatori, ma i contratti a lungo termine di energia, con prezzo fisso o comunque predeterminato, stentano a decollare.

Sarebbe necessario:

- favorire l'implementazione di una piattaforma, aperta anche a impianti che abbiano terminato il periodo di incentivazione, che permetta lo scambio di prodotti di lungo termine, per incrementare la liquidità e fornire una *price disclosure* che dia un segnale di prezzo per la stipula di nuovi PPA, sia sulla piattaforma stessa, sia OTC;
- rimuovere eventuali vincoli normativi che impediscono un'equa ripartizione dei rischi (es. eccessiva onerosità sopravvenuta);
- definire un quadro regolatorio stabile, che stimoli lo sviluppo di PPA con orizzonte a 10-20 anni. Ciò potrà prevedere aste pluriennali di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC);
- prevedere obblighi di acquisto di volumi annuali per la Pubblica Amministrazione (tramite Consip), nell'ambito del *Green Public Procurement*, sottoscrivendo contratti a lungo termine;
- valutare meccanismi di esenzione fiscale (i.e. accise, oneri di sistema) o di deduzione/detrazione di imposta;
- favorire la creazione di modelli standard facilmente scambiabili ed accessibili a diversi tipi di consumatori e soggetti aggregatori che operino per conto di consumatori corporate, commerciali o residenziali di piccole o medie dimensioni;
- valutare un prezzo minimo di garanzia al di sotto del quale il GSE rimborsa all'*offtaker* la differenza tra prezzo di mercato e prezzo minimo di garanzia (socializzazione del costo);
- introdurre garanzie o un acquirente di ultima istanza, in caso di fallimento dell'*offtaker*.

## 5. Nuovi modelli energetici distribuiti di produzione, storage e consumo

Il PNIEC riferisce che si intende promuovere l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche rinnovabili. L'estensione dell'ambito e le condizioni per la realizzazione di comunità energetiche rinnovabili saranno meglio definite in esito allo studio *"Support to elaborate legal and regulatory frameworks on closed distribution system and self-consumption assessment in Italy"*, finanziato dalla Struttura di Supporto alle Riforme Strutturali (SRSS) della Commissione e in corso di svolgimento.

Ulteriori strumenti di sostegno all'autoconsumo, sia singolo che collettivo, saranno:

- il potenziamento degli obblighi di quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, in linea con gli obiettivi di edifici a emissioni quasi zero;
- una progressiva e graduale estensione dell'obbligo di quota minima di fonti rinnovabili (attualmente previsto solo per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti) agli edifici esistenti, a partire da alcune categorie, come i capannoni adibiti ad attività produttive e gli edifici del terziario. In alternativa alla realizzazione dell'impianto, saranno valutate modalità di cessione a terzi del diritto di superficie sul tetto, con l'impianto rinnovabile preferenzialmente a servizio dell'edificio.

In un contesto nel quale muteranno in modo sempre più significativo non solo le modalità e i profili temporali di produzione dell'energia elettrica, ma anche quelli legati al consumo, questi nuovi modelli decentrati, fortemente collegati all'uso di tecnologie digitali di controllo, risulteranno sempre più importanti per assicurare una gestione ottimale del sistema elettrico. Favorendo la nascita di comunità energetiche sempre più autosufficienti, si potrà inoltre favorire sia una maggiore produzione distribuita (es. sui tetti dei condomini), sia avviare una ragionata revisione degli oneri di sistema, che possa eventualmente favorire la localizzazione di attività produttive nella prossimità dei luoghi dove l'energia viene generata.

Ad oggi, vi sono diversi studi preliminari sulle LEC, che guardano a scale diverse: dal singolo condominio al vicinato, per arrivare al distretto sottostante una medesima cabina di distribuzione e, in prospettiva, a territori più ampi. Questi studi (CVA è assai attiva in questo ambito, in collaborazione con i Politecnici di Milano e di Torino e con la Regione Valle d'Aosta) faticano però a sfociare in effettive sperimentazioni, che sono invece necessarie per meglio comprendere quali norme e quali modelli di business potranno risultare efficaci. L'assenza di un *framework* legislativo non va considerata negativamente *tout court*, in quanto stabilire oggi delle regole, prima di aver condotto adeguate sperimentazioni, rischierebbe di portare verso modelli non sostenibili o non attrattivi per gli attori coinvolti.

Sarebbe necessario:

- prevedere e definire, in collaborazione con ARERA, spazi di sperimentazione, o *regulatory sandbox*, che permettano di operare progetti pilota a livello preliminare, osservare i risultati e, quindi, poter sfruttare tali esperienze per poi definire un quadro di norme efficace.

## 6. Gli operatori a controllo pubblico

L'attuazione del PNIEC delinea per il nostro Paese un percorso strategico e non rinviabile, che è però particolarmente impegnativo per quanto concerne le risorse finanziarie e le competenze necessarie. Esso pertanto richiede l'intervento di una più ampia possibile molteplicità di attori, pubblici e privati, sia per aumentare la capacità collettiva di investimento, sia perché solo una maggiore pluralità di soggetti potrà permettere di aumentare la liquidità dei mercati, di assicurare maggiore concorrenza, e di favorire una più ampia sperimentazione di modelli di *business* innovativi.

Ad oggi, la maggior parte delle attività previste dal PNIEC sono possibili per le imprese private e per le imprese a controllo pubblico non soggette al TUSP (in quanto quotate in Borsa, oppure avendo quotato obbligazioni societarie entro il 31/12/2015). Le altre società a controllo pubblico sono di fatto impedita a operare nelle diverse articolazioni previste dal PNIEC. In particolare:

- l'acquisizione di quote societarie richiede l'acquisizione di una delibera motivata e analitica da parte della P.A. controllante (artt. 5, 7 e 8 TUSP), atto che richiede competenze tecnico-economiche non presenti presso le PP.AA., e che difficilmente può essere rilasciato in tempi compatibili con le dinamiche di mercato. In particolare, ciò impedisce:
  - gli investimenti in nuovi impianti di produzione da FER, che vengono normalmente effettuati sui mercati secondari, tramite operazioni di M&A su veicoli societari costituiti *ad hoc* per il singolo progetto,
  - l'acquisizione di quote di minoranza in *startup* e PMI innovative che si vorrebbero coinvolgere come fornitori, in un'ottica di *Open Innovation*, così da favorirne lo loro sviluppo e la continuità aziendale,
  - di competere alle future gare per società miste nel settore idroelettrico,
  - di partecipare alle persone giuridiche che gestiranno, in prospettiva, le *local energy community*;
- le attività complementari alla produzione e vendita di energia, quali ad esempio l'attuazione di progetti di risparmio energetico con interventi su immobili residenziali e commerciali in modalità ESCo, non sono tra quelle consentite dal TUSP (cfr. pronunciamenti Corte dei Conti e AGCM), e lo stesso vale per attività di crescente importanza, quali la gestione di reti di ricarica per veicoli elettrici. Ad oggi, questi mercati stentano a decollare, e le società a controllo pubblico potrebbero assumere un ruolo centrale, apportando significativa capacità finanziaria e clientela;
- le nuove attività e i nuovi modelli di *business* richiedono l'acquisizione di competenze specializzate, difficilmente reperibili sul mercato del lavoro, in particolare se si è soggetti alla disciplina che regola il reclutamento del personale nelle società a controllo pubblico.

E' necessario:

- Aprire ulteriori spazi di esenzione dal TUSP per le società a controllo pubblico, ad esempio eliminando l'attuale data limite del 31/12/2015 per l'emissione di obbligazioni societarie quotate (limite che porta peraltro a una ingiustificata disparità tra soggetti peraltro identici). Ciò permetterebbe a diverse società a controllo pubblico di tornare a essere attori di primo piano nell'evoluzione del sistema energetico nazionale, senza dover per forza passare dalla cessione di quote di controllo verso soggetti privati, o dalla quotazione in Borsa.