



Come far ripartire le rinnovabili in Italia: le proposte WWF

Inquadramento generale

Così come indicato dall'accordo di Parigi e sostenuto dalla comunità scientifica internazionale, per poter fronteggiare la minaccia dei cambiamenti climatici occorre operare una massiccia decarbonizzazione del sistema energetico, ossia una drastica e rapida transizione dalle fonti fossili a quelle rinnovabili. Per fare questo occorre compiere una vera e propria rivoluzione del sistema energetico che non sarà più fondato su grandi impianti di produzione (fossili o fissili) ma su una molteplicità di impianti FER di più piccole dimensioni spesso con sistemi di produzione non continua (intermittenti) che necessiteranno, quindi, di un sistema di magliatura della rete molto maggiore, di variegati sistemi di accumulo, di più efficienti sistemi di interconnessione, di reti intelligenti, ecc. Oltre a questi complessi ma non irrisolvibili problemi tecnici, quello che da tempo si sta rivelando come il reale elemento ostativo allo sviluppo delle rinnovabili è l'insieme delle barriere create sia dalle farraginose procedure autorizzative (compresi i molti attori chiamati a pronunciarsi) sia dal tema dell'accettazione sociale degli impianti, il tutto connesso con gli impatti ambientali reali e percepiti. Tutti i dati indicano infatti come anche avendo identificato l'insieme di soluzioni tecnico-ingegneristiche per consentire la penetrazione massiccia delle FER garantendo sicurezza e adeguatezza del sistema, se non si interviene sullo snellimento/semplificazione delle procedure (*permitting*) e sul piano delle regole che, assicurando la minimizzazione dell'impatto e l'effettivo governo del territorio, favoriscano il consenso sociale a livello locale, sarà assolutamente impossibile conseguire gli obiettivi di mitigazione auspicati nei tempi richiesti.

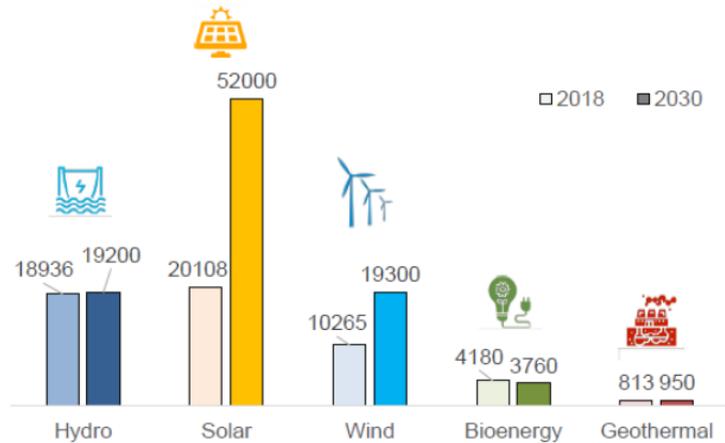
Già il decreto legislativo 28/2011 e prima ancora le Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (DM 10/2010), anche sulla base delle indicazioni della Direttiva europea 2009/28/CE, avevano tentato forse troppo timidamente di semplificare le procedure ridefinendo il quadro autorizzativo e cercando di armonizzare gli iter regionali ma, come vedremo più avanti, le cose non sono andate affatto in questo modo.

Se si pensa che le FER hanno coperto poco più del 35% del fabbisogno elettrico 2018 (circa 40% nel 2019 secondo dati preliminari Terna) e che il PNIEC chiede di arrivare al 55% entro il 2030, un risultato peraltro inadeguato a conseguire gli obiettivi comunitari (occorrerebbe stare almeno

sopra il 57%, ma probabilmente sul 59%) che, in numeri concreti, equivalgono a passare dai circa 10.800 MW (dato 2019) di eolico installato ad avvicinarsi ai 20.000 MW e dai circa 20.900 MW (del 2019) di PV a ben oltre 50.000 MW.

2030 objectives for RES Capacity

RENEWABLE CAPACITY IN ITALY 2018 VS 2030 [MW]



The Italian National Energy and Climate Plan (NECP) foresees an additional **41 GW** of RES capacity in 2030 (vs 2018)
Wind capacity will increase by over 90% and solar by over 160%

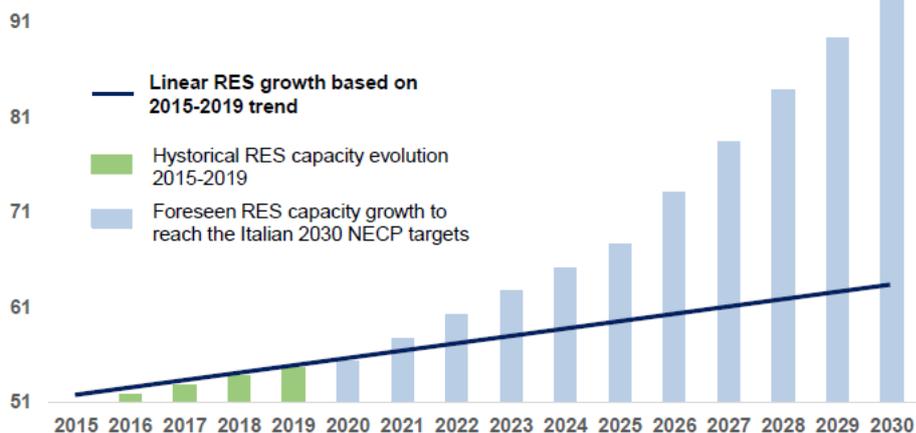
Source: Italian National Energy and Climate Plan (NECP) – December 2019

* 2018 capacity values are based on Terna's annual data updated to 2018

Questi numeri ci danno la misura della sfida, considerato che, solo di PV, significherebbe dover installare ogni anno ben oltre 3000 MW da qui al 2030, invece nel 2018 se ne sono installati appena 400 MW e nel 2019, in controtendenza rispetto agli anni precedenti, i dati sono aumentati raggiungendo quasi 800 MW, un dato che comunque rimane molto lontano da quelli della poco soleggiata Germania che nel solo 2019 ha installato quasi 4 GW, quindi 5 volte più dell'Italia (gli altri anni il divario era ancora maggiore).

Il seguente grafico evidenzia molto bene quali siano le differenze tra il trend attuale di crescita inerziale complessiva delle FER rispetto ai targets individuati dal PNIEC. In pratica al 2030 senza una seria accelerazione della crescita di nuova capacità FER ci verremmo a trovare con 30 GW di capacità rinnovabile in meno.

HYSTORICAL RENEWABLE CAPACITY EVOLUTION IN ITALY AND PERSPECTIVES [GW]



RES will play a major role in the energy transition, but current growth rate is too slow
Leveraging RES will be crucial for the economic recovery post-emergency, including
overcoming barriers such as burdensome permitting procedures

Source: Elettricità Futura's elaborations on Tema, GSE and Italian National Energy and Climate Plan - December 2019 (NECP) data

Il WWF sostenendo la necessità di conseguire i più ambiziosi obiettivi di sviluppo delle FER, in una logica di contrasto al cambiamento climatico, si pone quindi il problema di come far sì che ciò avvenga facendo in modo di contenere allo stesso tempo i potenziali impatti derivati da una così ampia crescita.

Per fare questo occorre quindi da un lato agire sul Governo ma soprattutto superare l'inerzia delle Regioni perché a tutti i livelli sia assicurata quella corsia preferenziale per le procedure autorizzative per i nuovi impianti per le fonti rinnovabili e per il repowering degli impianti esistenti, che le direttive comunitarie e le norme nazionali già dovrebbero garantire, e dall'altro mettere a fuoco gli strumenti che potrebbero facilitare il consenso nelle comunità locali, tenendo conto degli equilibri territoriali. Appare però chiaro che avendo un obiettivo strategico imprescindibile, la decarbonizzazione (in cui l'asse portante è dato proprio dalla transizione dalle fossili alle rinnovabili), in un quadro decisionale iper-frammentato e spesso contraddittorio, occorre capire come affrontare la situazione.

Allo stesso tempo occorre creare un clima di conoscenza/consapevolezza nelle comunità locali, perché divengano attivamente partecipi di una sfida epocale, per fare questo servirà che le comunità possano essere sempre più beneficiarie dei progetti che riguardano il loro territorio: concetti come "comunità energetiche" o lo stesso "autoconsumo" devono divenire capisaldi del nuovo modello energetico. Si tratta di aspetti ancora troppo fermi alle enunciazioni di principio e poco calati nella dimensione pratica. I cittadini devono capire che l'energia non è una cosa astratta ma è un elemento alla base del loro vivere quotidiano e che può essere "prodotta" bene o male, che può essere calata dall'alto con benefici per pochi o generata in modo diffuso con benefici per tanti.

In parte connesso a quanto qui affermato esistono poi temi quali la multifunzionalità delle aziende agricole, un tema più volte sfiorato ma forse mai concretamente e fattivamente affrontato. Si

tratta di un argomento complesso perché riguarda molti fattori che, anche per diverse sensibilità, ancora si fatica a far coesistere forse ancor più per ragioni culturali che non strettamente tecniche.

Esiste poi anche tutto un capitolo riguardante i costi dell'energia e le incertezze di mercato. Da un lato infatti abbiamo assistito negli anni al vertiginoso crollo del costo dei moduli PV che oggi, per gli impianti industriali di grandi dimensioni (>10MW) sono ampiamente sotto gli 800.000 euro MWp (si fanno già contratti a meno di 600.000 euro/MW per impianti sopra i 20MW), valori che renderebbero da un lato il PV assolutamente competitivo ma allo stesso tempo il crollo del costo dell'energia registrato nei primi mesi del 2020 e le incertezze sugli andamenti futuri possono costituire degli ostacoli per gli investitori se non si mettano in campo adeguati strumenti o si adeguino rispetto alle mutate esigenze (es. PPA). In ogni modo questi problemi economico-finanziari secondo gli operatori sembrerebbero in qualche modo secondari rispetto al grande capitolo delle autorizzazioni (*permitting*) assolutamente dirimente per i grandi impianti.

Analisi delle diverse FER

PV

Il PV nel 2018 aveva superato i 20.107 MW di potenza installata con una produzione di circa 23 TWh, nel 2019 (dati provvisori Terna) la potenza installata dovrebbe aver raggiunto i 20.900 e la produzione superato i 24,3 TWh. In sostanza nello scorso anno abbiamo avuto un incremento della nuova potenza installata quasi doppio rispetto a quello degli anni precedenti anche se siamo sempre molto lontani dai dati della Germania e da quelli che dovremmo avere per conseguire gli obiettivi di mitigazione climatica.

La tecnologia negli anni ha notevolmente incrementato la sua efficienza passando nell'ultimo decennio da circa un valore medio del 13% del silicio policristallino o 14,7% del monocristallino ai valori odierni che per il policristallino sono intorno al 17% e per il monocristallino superano regolarmente il 18% con le ultime realizzazioni che si attestano tutte sopra il 20%. E' ragionevole immaginare che l'efficienza possa nei prossimi anni incrementare di qualche altro punto percentuale nei moduli a mercato (quindi non dispositivi sperimentali per usi speciali), magari ricorrendo anche a materiali diversi dal silicio, ma realisticamente i miglioramenti non potranno essere tali da influire troppo significativamente sui valori di occupazione di suolo che caleranno ma in modo relativamente contenuto.

Oggi le migliori tecnologie monocristalline consentono di avere 1kWp su 5 m², ma va poi sempre considerato il distanziamento tra pannelli per evitare ombreggiature che ridurrebbero l'efficienza complessiva, quindi possiamo dire in prima approssimazione che il dato 8-10 m² per kWp rimane sostanzialmente valido seppur con un'approssimazione in eccesso (in sostanza possiamo dire che per 1MWp ci vuole meno di 1 ha). Ne consegue che per realizzare oltre 30.000 nuovi MW da qui al 2030 occorre una superficie orientativa inferiore ai 30.000 ha (ossia 300 km²) equivalenti a meno dello 0,1% del territorio nazionale. Se poi al 2050 si dovesse arrivare ai fantascientifici 300 GW di PV si potrebbe avere un'occupazione di suolo inferiore a 300.000 ha (3.000 km²) equivalente quindi a meno dell'1% del territorio nazionale. In realtà una simile potenza potrebbe essere realizzata in una superficie anche minore con una serie di accorgimenti tecnologici ma è ora

difficile quantizzarla con esattezza. Connesso con i ragionamenti di cui sopra è poi il tema dei repowering degli impianti esistenti: se si pensa ad esempio che il parco impianti fotovoltaici esistenti ha un'età media di circa 10 anni e si incrocia questo dato con l'incremento di efficienza che i moduli hanno subito nello stesso periodo, appare evidente l'enorme potenziale di riutilizzo delle superfici già sfruttate con un concomitante incremento di capacità produttiva.

È comunque in generale evidente come la massiva installazione di nuovi moduli fotovoltaici richieda superfici piuttosto ampie ma non quanto qualcuno sarebbe portato a credere. E' comunque vero che in un paese come l'Italia, fortemente antropizzato e cementificato, la scelta prioritaria dovrebbe riguardare l'utilizzo di tetti di fabbricati e terreni inadatti ad altri usi perché degradati o contaminati (cave, terreni da bonificare, terreni lungo la rete autostradale, ecc.), ma questo non deve essere però letto come un diniego assoluto ad eventuali installazioni su terreni agricoli ma, piuttosto, come una ragionevole e argomentata richiesta ai decisori politici, in un paese già fortemente danneggiato dalla perdita di suoli, di dare priorità facilitando il riutilizzo di tutte quelle aree già impattate dalle opere umane. Per questo andrebbe realizzata con urgenza una aggiornata mappatura delle aree degradate su cui poter realizzare gli impianti con procedure molto semplificate. Andrebbe però anche compreso come sarà necessario in ogni caso realizzare diversi impianti anche su terreni agricoli e questo magari anche ricorrendo all'**agro-fotovoltaico** che consente di sfruttare il potenziale solare senza andare a sottrarre terreni utili per le colture alimentari. Si tratta di una sinergia che consente di avere diversi co-benefici anche proprio in una logica di cambiamento climatico che vede aumentare la vulnerabilità delle colture agricole. E' stato sperimentato come diverse colture agricole (ad esempio pomodori) possano trarre beneficio da essere coltivate sotto i pannelli PV perché vi si creano condizioni microclimatiche che consentono di far crescere meglio le piante perché riparate nelle ore in cui la radiazione estiva è più forte e, allo stesso tempo, riducendo la evapotraspirazione si deve anche fare ricorso a meno acqua per irrigazione. Contemporaneamente anche i pannelli PV beneficiano di questa situazione perché riscaldandosi meno riescono a mantenere una maggiore efficienza quindi una produttività maggiore. Quindi con l'agro-fotovoltaico si ha simultaneamente una maggiore produzione elettrica, una maggiore produzione agricola e un minore uso di acqua (Beck, M. et al., 2019).

Esiste poi più in generale anche un problema o, per meglio dire, una necessità di localizzazione geografica che potrebbe apparire anti intuitiva ma che tale non è. Gli impianti PV (a parità di tecnologia impiegata) hanno una produttività decisamente maggiore al Sud Italia rispetto al Nord, rispettivamente circa 1.400–1.500 kWh/anno contro circa 1.000– 1.100 kWh/anno. Ma allo stesso tempo la maggiore richiesta di energia elettrica è a Nord, di conseguenza occorre conciliare queste due tendenze apparentemente opposte. Potrebbe presentare alcuni problemi (ad esempio di rete) realizzare un eccesso di impianti al Sud per poi esportare l'energia dove serve di più (Nord Italia). Questo sta spingendo diversi esperti e pianificatori a dover considerare con maggior attenzione la necessità di dover realizzare un adeguato numero di impianti (ossia una adeguata capacità) al Nord pur avendo produttività inferiori. Questi aspetti hanno ricadute sulla redditività degli impianti e sullo stesso tempo di rientro sull'investimento anche in un contesto dove i nuovi impianti non beneficavano più delle corpose tariffe incentivanti del passato ma dovranno fare uso del solo scambio sul posto e magari di qualche detrazione fiscale (es sostituzione tetti con amianto). Sta emergendo quindi come il fattore costi spinge (soprattutto al Nord) gli operatori a preferire impianti a terra in aree agricole, per contro altri tipi di aree possono avere costi

sensibilmente maggiori e gli stessi capannoni o altre strutture che sembrano naturalmente vocate per ospitare simili impianti, sono in realtà spessissimo inadeguate per ragioni statiche e affini (in sostanza occorrerebbe realizzare opere di consolidamento per poter essere poi a norma, il tutto con un pesante aggravio di costi che risulta insostenibile sul piano economico) senza considerare poi le problematiche connesse con gli aspetti contrattuali e legali connessi all'uso delle superfici stesse.

Eolico

Nel 2018 la potenza installata aveva raggiunto circa 10.265 MW con una produzione di oltre 17,7 TWh, nel 2019 dati provvisori Terna parlano di 10.800 MW con una produzione che dovrebbe essere stata di 20,1 TWh.

L'eolico, dopo il PV, è la fonte energetica che nel PNIEC è chiamata a dare il maggiore contributo al conseguimento degli obiettivi di transizione energetica. Questi importanti e sfidanti obiettivi, come vedremo, si scontrano però con strumenti normativi inadeguati. L'eolico ha già raggiunto una maturità tecnologica tale da renderla competitiva dal punto di vista economico, quindi anche senza sussidi, e può contare su una importante filiera nazionale che oggi inizierebbe a renderci abbastanza indipendenti per la nuova capacità installata.

Quello che invece nel nostro paese è assolutamente carente è la parte amministrativa/burocratica, parliamo evidentemente della complessità dei processi autorizzativi che tra le altre cose scontano conflitti di competenze tra stato e regioni (e a volte anche tra regioni e enti locali), il tutto si traduce nelle insostenibili tempistiche delle autorizzazioni che possono portare nell'80% dei casi a rendere superata la tecnologia scelta, se non addirittura fuori produzione, aspetto che comporta la necessità di ricominciare l'iter autorizzativo perché l'adozione di una più moderna tecnologia è considerata variante sostanziale del progetto.

Con tempistiche autorizzative che possono facilmente raggiungere i 5 anni, in assenza di una significativa opera di semplificazione procedurale (*permitting*) non si potranno mai conseguire gli obiettivi PNIEC.

Anche per repowering degli impianti esistenti ci sono problemi autorizzativi che non tengono conto della progressiva obsolescenza degli impianti esistenti, una situazione che finisce con non valorizzare i siti in cui già insistono gli impianti. Le procedure autorizzative anche in questi casi non considerano le differenze tra i minori impatti ambientali che possono derivare da una sostituzione di tecnologia più efficiente e produttiva.

Geotermia

La geotermia produce circa 6,1 TWh (il dato è del 2018, ma anche negli ultimi anni si era mantenuto all'incirca su tali valori) e il PNIEC prevede solo un limitato ulteriore sviluppo, soprattutto quando si parla di geotermoelettrico, ossia impianti medio-grandi a media e alta entalpia. Peraltro il settore geotermico, soprattutto nel comprensorio amiatino ha manifestato impatti ambientali rilevanti (con ricadute negative sulla qualità dell'aria, dell'acqua e dei suoli)

oltre a dati di emissione di CO₂ che poco hanno a che fare con la neutralità carbonica. Molte ragioni per cui esiste ormai in Italia centrale una diffusa avversione sociale a tali impianti. Un approfondimento maggiore andrà fatto sui sistemi a ciclo chiuso che però sembrano poco praticabili in associazione al bacino amiatino a causa dell'elevata presenza di fluidi incomprimibili.

idroelettrico

L'idro rappresenta ancora oggi la principale fonte rinnovabile nel nostro paese: nel 2018 la produzione era di circa 49 TWh (come ordine di grandezza quindi più che doppia rispetto a quella del PV). Il contributo maggiore viene da grandi impianti (> 10 MW) concentrati soprattutto nelle regioni settentrionali dove vengono prodotti circa i 4/5 dell'energia idroelettrica nazionale.

Per l'idro non è prevista un'espansione soprattutto se si parla di grandi impianti (anche a livello di PNIEC), solo il mini idro avrebbe qualche ulteriore margine per svilupparsi ma esiste ormai una certa evidenza scientifica che questi impianti, seppur con impatti di scala minore rispetto ai grandi sbarramenti, possono creare ricadute ambientali molto negative sia per l'effetto cumulo sia, soprattutto, se vanno a toccare i pochi sistemi fluviali ancora integri. Quello che emerge è che fronte di produttività relativamente ridotta (propria dei sistemi mini idro) si rischia appunto di danneggiare corpi idrici importanti dal punto di vista ecologico. Peraltro, spesso i piccoli impianti idro stanno suscitando forti tensioni a livello locale per la non accettazione da parte delle comunità. In ogni modo possiamo dire che si tratta di impianti che non sono considerati fondamentali nella strategia energetica nazionale.

Diverso il discorso quando si parla di accumuli idroelettrici che hanno ben altro livello di strategicità nella transizione da fossili a FER. Su questo va avviato un confronto approfondito per poter realizzare gli impianti minimizzando gli impatti e il potenziale dissenso locale.

Biomasse/bioenergie

Al momento le biomasse non prevedono incrementi nel PNIEC sul piano della produzione elettrica. Andrà ovviamente capito cosa dice il decreto FER2.

Le biomasse/bioenergie negli scenari futuri avranno una potenziale importanza sia nel settore combustibili per trasporto (es. biogas) e calore sia nell'elettrico per potenza/programmabilità.

Andrà quindi quantificato il potenziale uso dei suoli e relativi impatti ambientali connesso ad un simile sviluppo nella piena consapevolezza che questo tipo di fonti nella maggior parte dei casi non sono affatto neutrali rispetto alle emissioni di carbonio sia per i differenti tempi di stoccaggio del carbonio da parte della biomassa decisamente più lunghi rispetto a quelli di rilascio nei processi di combustione, sia per un EROEI che non risulta generalmente molto positivo soprattutto nel caso dei biofuels.

Discorso a parte ovviamente vale per biomasse/bioenergie (tra cui biogas) derivate come sottoprodotti o rifiuti il cui recupero può avere maggiori benefici ambientali.

Contesto normativo e procedurale

La riforma 2001 al Titolo V della Costituzione nell'assegnare una serie di competenze energetiche alle Regioni ha di fatto reso oltremodo eterogeneo il quadro autorizzativo visto che ogni Regione si è andata dotando di un proprio quadro normativo e procedurale spesso anche assai difforme dalle altre.

La complessità e la frammentazione del contesto normativo italiano era stata evidenziata nel Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili del 30 giugno 2010 predisposto in coerenza con gli obiettivi definiti della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili.

In realtà già il **Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387**, all'art. 12, allo scopo di superare la frammentazione legislativa territoriale, aveva previsto la redazione di Linee Guida Nazionali che però hanno dovuto attendere oltre 6 anni per essere varate (siamo nel settembre 2010). Questo strumento, che le Regioni dovevano recepire entro il 2011, di fatto non ha comportato radicali benefici sul piano dello snellimento procedurale. Ricordiamo che sempre l'art. 12 del D.Lgs 387/03 attribuiva alle Regioni le competenze autorizzative in materia di FER, ad eccezione per gli impianti in mare che sono di competenza ministeriale.

Sempre nel 2011 è stato approvato il **Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28** di recepimento della Direttiva 2009/28/CE che, tra le altre cose, modifica quanto stabilito in precedenza in merito alle procedure autorizzative distinguendo tre diverse procedure in funzione della potenza dell'impianto.

Abbiamo quindi l'**Autorizzazione Unica (AU)** per gli impianti PV sopra i 20 kW ed eolici sopra i 60 kW (e ancora per idro sopra i 100 kW e biomasse sopra i 200 kW) di competenza regionale (o in taluni casi provinciale). Sotto queste taglie siamo in **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)** o **Comunicazione**, entrambe di competenza comunale. Occorre dire che in realtà le Regioni potrebbero concedere la procedura semplificata, ad esempio, per impianti fino ad 1 MW ove sussistano certe condizioni. Ma anche su questo ogni Regione ha una propria legislazione in merito all'applicabilità della soglia di Procedura Abilitativa Semplificata o Comunicazione libera e quindi questo crea spesso al proponente una prima complicazione in merito a quale sia la corretta procedura da seguire.

Anche dal punto di vista ambientale il quadro appare abbastanza frammentato: gli impianti PV al di sopra di 1 MW sono soggetti a screening VIA, ma in realtà questo limite varia a seconda della Regione. Così in alcune regioni la soglia scende a 200 kW (addirittura 100 kW nel caso della Val d'Aosta) per contro nel solo caso del Lazio è innalzata a 1,3 MW.

In termini di competenze, il testo unico ambientale (Dlgs 152/06 ss.mm.ii) stabilisce che le procedure VIA (o screening) sono sempre in capo alle Regioni tranne nei casi di impianti in mare, o impianti idro ed eolici con potenza superiore ai 30 MW e impianti termici superiori ai 300 MW.

Esiste, poi, un problema grave di inerzia delle Regioni nello sveltimento delle procedure autorizzative, pur in presenza di un regime comunitario e nazionale speciale per le fonti rinnovabili, che ha portato anche a Sentenze di condanna del nostro Paese da parte della Corte di Giustizia europea, e alla presentazione di un emendamento l'cd Decreto Rilancio, segnalato dalle

forze di maggioranza che sostengono il Governo Conte 2, che nella sostanza vuole portare in capo allo Stato le procedure che oggi sono demandate alle Regioni, facendo anche riferimento alla attuazione del PNIEC.

A conferma dell'inerzia delle Regioni, gli operatori del settore segnalano che, ancora oggi, le tempistiche per il rilascio delle autorizzazioni da parte delle Regioni, vengono espletate, nella grande generalità dei casi, in 235 giorni, che possono, poi, arrivare a 325 giorni per le integrazioni richieste. Tempistiche che vanno ad aggiungersi poi a quelle di connessione alla rete Terna: se consideriamo infatti impianti di grandi dimensioni che devono essere allacciati in alta tensione dobbiamo considerare circa 8 mesi prima di poter avviare il PAUR. Il tutto fa sì che l'intera procedura possa facilmente arrivare ai 2 anni con conseguenze molto serie per la sopravvivenza del progetto stesso.

Per gli impianti eolici le procedure autorizzative hanno tempi anche molto più lunghi, sempre secondo quanto segnalato da gli operatori: risulta che si arrivi addirittura a 5 anni...

Si ricorda infine riguardo agli interventi di repowering (sia per il PV sia soprattutto per l'eolico) che questi giocano un ruolo strategico per conseguire gli obiettivi PNIEC: i cambiamenti tecnologici, la migliorata efficienza, fanno sì che a parità di sito utilizzato sia possibile avere una produttività molto maggiore tanto installando nuovi moduli PV quanto soprattutto nuove turbine eoliche (in questo caso si pensi al fatto che oggi è possibile sostituire aerogeneratori da 0,6 MW con impianti superiori a 3 MW riducendo al contempo il numero complessivo di macchine che costituiscono il parco eolico, il tutto con produttività maggiore e minore impatto ambientale).

Peraltro lo stesso **Decreto Ministeriale 4 luglio 2019** (cosiddetto **Decreto FER 1**), per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici *on shore*, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione, in linea con il raggiungimento del target indicato nel PNIEC, fornisce sì indicazioni per le tipologie di impianti che hanno diritto a incentivi, all'iscrizione ai registri e a partecipare alle gare, ma nei fatti non solo appare numericamente timido, se non inadeguato, per raggiungere il target stesso (ad esempio ancora troppo pochi i progetti utility scale PV ed eolici) ma non risolve neanche le annose problematiche connesse con il tema semplificazioni procedurali e superamento di vincoli che appaiono oggi ancora più inspiegabili come nel caso degli ostacoli posti nei progetti di repowering degli impianti esistenti.

Semplificazioni: le proposte WWF

Quando si parla di semplificazioni in tema FER si entra evidentemente nel tema del *permitting* che, come abbiamo visto, rappresenta probabilmente il principale ostacolo allo sviluppo di rinnovabili quali il PV (di medie e, soprattutto, grandi dimensioni) e all'eolico, che poi sono le due FER su cui maggiormente si incentrano gli obiettivi PNIEC.

E il tema *permitting* non solo agisce ostacolando le nuove realizzazioni ma incide in modo drastico anche sui rifacimenti degli impianti esistenti.

Quando si affronta il tema semplificazioni si possono quindi distinguere due macro capitoli:

- le procedure autorizzative per gli impianti esistenti (revamping-repowering)
- le procedure autorizzative per i nuovi impianti.

Per quanto concerne il **revamping-repowering** degli impianti esistenti vediamo subito come persista l'annoso problema di cosa si debba intendere per modifica "non sostanziale" che consentirebbero di accedere alla Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) e cosa sia una modifica "sostanziale" che porta il progetto a percorrere la più complessa strada dell'Autorizzazione Unica (AU). Oggi spesso anche interventi di efficientamento di un impianto corrono il rischio di passare per modifiche sostanziali. E' chiaro che occorra fissare dei limiti tecnici e di dimensione impiantistica nelle opere di rifacimento/ripotenziamento e che quindi andrebbe stabilite regole e criteri a livello nazionale in modo anche da uniformare le procedure.

Abbiamo già accennato al fatto che le operazioni di revamping-repowering giochino un ruolo strategico nella crescita della produzione da fonti rinnovabili poiché grazie all'innovazione tecnologica è possibile combinare maggiore produttività con minore impatto ambientale.

Per il WWF è quindi fondamentale che impianti già sottoposti a screening VIA ossia a VIA non debbano rifare tutta la procedura in caso di repowering a patto che la superficie complessivamente occupata dal nuovo impianto sia coincidente con quella già occupata e, nel caso del PV, che l'altezza non superi del 20% il preesistente impianto. Queste modifiche dovrebbero essere considerate come "non sostanziali" consentendo l'accesso alla PAS. Analogamente quegli impianti PV oggi sotto il MW di potenza che devono essere sottoposti a repowering, a patto di non aumentare la superficie occupata, pur avendo un inevitabile aumento di potenza (connesso alla maggiore efficienza dei nuovi moduli) non dovrebbero essere sottoposti a verifica di assoggettabilità VIA, che poi sappiamo sfocerebbe quasi sempre in VIA. Anche in questo caso il nuovo progetto dovrebbe rientrare tra le modifiche non sostanziali e quindi andare in PAS.

Anche per quanto concerne il repowering degli impianti eolici emerge chiaramente la necessità di semplificare le procedure dal momento che altrimenti sarebbe impossibile poter conseguire gli obiettivi PNIEC 2030. Per questi impianti i progressi tecnologici sono stati tali per cui si può installare tranquillamente una turbina da 3 MW in sostituzione di una da 0,6. **Il WWF ritiene che andrebbe quindi ridefinito il concetto di "modifica sostanziale" nei progetti di repowering eolici anche in considerazione che le migliori prestazioni dei nuovi impianti possono arrivare a moltiplicare di "n" volte la produttività dell'impianto a parità di suolo occupato con relativo minore impatto connesso alla sensibile riduzione del numero di aerogeneratori che andranno a costituire il parco eolico. Gli attuali vincoli dovrebbero quindi essere ricalibrati su un nuovo concetto di modifica "non sostanziale" che di certo non può più essere quello attuale ancorato all'impossibilità di apportare variazioni fisiche/dimensionali agli aerogeneratori.**

Altro tema molto importante riguarda le **semplificazioni per le varianti su progetti autorizzati ma non ancora costruiti**. Infatti, considerate le abnormi tempistiche autorizzative (anche 5 anni), si arriva al momento di aprire il cantiere con modelli di turbine che non solo sono superate ma addirittura potrebbero non più essere in produzione. Per tali ragioni **il WWF evidenzia la necessità di poter apportare varianti progettuali su quei progetti il cui iter si è protratto per anni, senza che**

queste varianti siano considerate modifiche “sostanziali” che costringerebbero a ripartire da zero, ossia potendo accedere a procedure semplificate senza dover essere sottoposti a nuova verifica di assoggettabilità a VIA.

Per quanto concerne gli impianti idroelettrici, si ritiene che la priorità debba essere rivolta alla messa in efficienza di quelli esistenti, questo vuol dire rendere più semplici le procedure per le attività di revamping/repowering che vanno a migliorare le performance degli impianti esistenti, spesso anche piuttosto datati, senza andare ad intaccare aree naturali oggi ancora prive di infrastrutture. WWF ritiene invece che occorra infondere particolare impegno nella realizzazione dei sistemi di accumulo con **doppi bacini** che avranno sempre più funzione strategica in abbinamento a una crescente quota di fonti rinnovabili non programmabili (PV ed eolico). Questi invasi peraltro giocano un simultaneo ruolo strategico anche come riserva idrica per uso irriguo, una funzione particolarmente preziosa soprattutto nelle regioni meridionali.

Per i **nuovi impianti**, altro aspetto controverso che emerge anche dal Decreto FER 1 concerne i progetti PV su terreni agricoli per cui vale l'art. 65, comma 1 del DL 1/2012 (convertito con Legge 27/2012) che non consente l'accesso agli incentivi statali di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28. Si ritiene che però si debba evitare che questo divieto: 1. si applichi impropriamente anche nel caso di realizzazione a terra di impianti fotovoltaici in siti di discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento estrattivo, nonché su aree bonificate, qualora a valle del ripristino, del recupero ambientale e/o della bonifica, risultino classificate come agricole 2. che queste aree vengano classificate automaticamente, cessata le attività previste e bonificati e ripristinati i siti, come aree agricole negli strumenti urbanistici. E' evidente come tali aree più che a scopi agricoli, sarebbero meglio utilizzate per uso produttivo fotovoltaico. **Il WWF ritiene quindi che le installazioni PV utility scale su queste aree degradate dovrebbero essere adeguatamente agevolate.** Per fare in modo che questo avvenga si ritiene necessario apportare un emendamento puntuale all'art. 65 del DL 1/2012 (convertito con Legge 27/2012) inserendo un comma 2 bis che dovrebbe affermare: *“ Il comma 1 non si applica, nel rispetto di quanto stabilito dagli strumenti urbanistici comunali agli impianti solari fotovoltaici da realizzare a terra in aree dove siano state localizzate discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave o lotti di cava in cui sia cessata l'attività di coltivazione siano stati autorizzati ai sensi dell'articolo 4 comma 2 del Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n. 28”.*

In parallelo, WWF chiede che **per gli impianti PV non utility scale, andrebbe superato l'impossibilità di accedere a incentivi se collocati su terreni agricoli magari iniziando a fare riferimento a progetti innovativi come nel caso dell'agro-fotovoltaico.**

Più in generale per quanto attiene alle valutazioni ambientali degli impianti PV, si **ritiene che probabilmente il quadro normativo debba tenere conto delle mutate dimensioni impiantistiche per cui la soglia del MW per lo screening VIA andrebbe innalzata ai 10 MW.**

Per gli impianti fotovoltaici occorrerebbe valutare la predisposizione di nuove **Linee guida statali/nazionali** anche per distribuire gli impegni tra le regioni. Andrebbero viste come un necessario aggiornamento/implementazione delle Linee guida del 2010 che erano state scritte ai sensi dal Dlgs 387/2003. Un compito che forse potrebbe essere svolto dallo stesso **Osservatorio**

PNIEC (chiamato peraltro ad assorbire l'esistente Osservatorio rinnovabili) viste le sue finalità istitutive ed operative. Appare evidente come, soprattutto per il PV, che costituirà l'asse portante del futuro sistema energetico, occorra arrivare ad una ripartizione degli sforzi tra le diverse Regioni, in una logica di nuovo burden sharing post 2020. Tutto questo perché gli obiettivi sfidanti 2030 e 2050 trovino una condivisione e un impegno fattivo da parte dei territori al fine del loro conseguimento.

Connesso con la precedente proposta e con la necessità di nuove linee guida, **WWF ritiene che le Regioni debbano urgentemente produrre una aggiornata mappatura in cui siano indicate le aree idonee alla realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili** (ci riferiamo soprattutto a quelli PV ed anche eolici), aree in cui la Regione stabilisce che la procedura per i nuovi impianti debba essere estremamente semplificata assimilandola molto più alla PAS che non all'AU. Tra queste aree dovrebbero sicuramente rientrare quelli realizzati a terra su discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento estrattivo, nonché su aree bonificate, qualora a valle del ripristino, del recupero ambientale e/o della bonifica anche nel caso risultino classificate come agricole. Senza una aggiornata zonizzazione regionale cui si applicano procedure autorizzative realmente snelle, difficilmente si potranno conseguire gli obiettivi PNIEC e quelli ancora più ambiziosi indicati a livello comunitario.