

altrabenevento

associazione per la città sostenibile contro il malaffare

via Annunziata, 127 – Benevento

www.altrabenevento.org email : altrabenevento@gmail.com

Al Ministero dell'Ambiente, Tutela del territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali -
Divisione II Sistemi di Valutazione Ambientale
Via Cristoforo Colombo 44
00147 Roma

Procedimento VIA Impianto di Regolazione Idroelettrico Bacino di Campolattaro.

L'Associazione Altrabenevento con la presente invia le Osservazioni al procedimento VIA in oggetto.

Benevento 11 dicembre 2012

Parte Prima

Considerazioni di carattere normativo e procedurale sulla regolarità della VIA

A) IMPROPONIBILITA' DEL PROGETTO AI SENSI DELLA NORMATIVA VIGENTE - NECESSITA' DI ESCLUSIONE DALLA PROCEDURA DI VIA.

Successivamente alla presentazione del Progetto da parte della REC alla Commissione VIA sono entrati in vigore leggi e provvedimenti che escludono la fattibilità dell'impianto proposto, escludendo pertanto che lo stesso possa essere oggetto di valutazione ed autorizzazione da parte della Commissione VIA, che pertanto è chiamata ad esprimersi in tal senso. L'opera proposta dalla REC non è inserita nella pianificazione della rete di Terna - gestore in concessione - e, soprattutto, ove lo stesso preveda la futura necessità della realizzazione di impianti di produzione idroelettrica da pompaggio, questi devono essere assoggettati alle procedure previste dalle norme attualmente in vigore, che regolano l'introduzione e la gestione della tipologia delle Centrali a pompaggio all'interno della rete di trasmissione italiana.

1) Per quanto riguarda l'evoluzione del quadro normativo di settore avvenuta nel corso del 2011, è fatto obbligo di rispettare le disposizioni in tema di accumulo di energia elettrica introdotte dal **D.lgs. n. 28/2011**, che all'art. 17 stabilisce l'inclusione nel Piano di Sviluppo della RTN dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile, nonché quelle introdotte dal D.lgs. n. 93/2011, che prevede che Terna e i gestori di distribuzione possono realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso mediante batterie in attuazione dei rispettivi Piani di sviluppo.

L'art.36 della norma suddetta al comma 5 stabilisce che la realizzazione e la gestione di nuovi impianti di accumulo zonale mediante pompaggio per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili siano assegnati mediante apposite procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie.

Inoltre, è previsto che : " ferme restando le previsioni del comma 4 dell'articolo 17 del decreto legislativo n. 28 del 2011, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro novanta giorni dalla data di approvazione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione, sono definite le modalità per lo svolgimento delle procedure di cui al presente comma, anche per quanto concerne l'individuazione del soggetto responsabile dell'organizzazione, della sorveglianza e del controllo delle procedure medesime, e le modalità per l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta dai suddetti impianti, secondo criteri che assicurino l'effettiva realizzazione degli impianti in tempi definiti, l'efficienza nei costi e l'esclusivo utilizzo di detti impianti per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili. "

Alla luce della richiamata normativa, del tutto ignorata dalla REC nella fase della integrazione, della ripubblicazione e della successiva re-integrazione (datata settembre 2012) ed anche dalla Commissione VIA nel corso dell'istruttoria, non appare per niente chiaro come possa l'impianto di

pompaggio così come proposto da REC integrarsi o sostituirsi con le valutate esigenze di rete previste nel Piano di Sviluppo 2012 per la zona Centro-Sud.

Al contrario, nell'ottica di sviluppo delle smart grid il concessionario TERNA afferma che occorre gestire la rete in modo intelligente e in sicurezza per la distribuzione dell'energia elettrica, ottimizzandone il trasporto e la diffusione, evitando sprechi, garantendo la redistribuzione di surplus d'energia di alcune zone verso altre in modo dinamico e in tempo reale. Infine, occorre installare sistemi di telecontrollo degli impianti e dotare gli stessi di sistemi di protezione che garantiscano la continuità dell'esercizio.

Quindi non è affatto chiaro il motivo per il quale l'impianto di pompaggio proposto da REC, non ancora incluso in alcun piano di sviluppo, dovrebbe essere oggi condiviso da Terna.

Inoltre tali impianti, come previsto dall'art.36 citato, dopo accurata e condivisa valutazione, andrebbero affidati mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie. Neppure è dato sapere, ai sensi del comma 5 dell'art.36 D.lgs n. 93/11 quale sarebbe il soggetto predisposto al controllo dell'organizzazione, della sorveglianza e del controllo delle procedure medesime, e le modalità per l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto proposto. Vero è che nella documentazione messa a disposizione non traspare affatto la volontà di REC di assoggettarsi ad un qualche regime di controllo gestionale, anzi viene esplicitata la necessità ai fini della remunerazione del ciclo industriale dell'utilizzo diurno di ambedue le fasi di pompaggio/turbinaggio, da effettuarsi specificamente quando il mercato elettrico è più conveniente per il proponente dal punto di vista dei costi/ricavi, ma del tutto avulso dalle esigenze di regolazione della rete in quanto il funzionamento, così come prospettato da REC, prescinde da qualsiasi necessità. Niente lascia supporre che l'impalcatura finanziaria sottostante l'iniziativa della REC si voglia sottoporre alle esigenze della rete. Anzi REC propone in modo incontrovertibile (vedi pag. 114 Doc. No. 10-689-H16 Rev.0) una gestione schematica del ciclo industriale finalizzata alle sole esigenze speculative della società e di conseguenza per niente indirizzata alla sbandierata **"regolazione"** del sistema elettrico. In definitiva dall'esame della documentazione nulla lascia supporre che il proponente voglia destinare l'impianto di pompaggio **"all'esclusivo utilizzo di detti impianti per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili"**.

Si rimanda al capitolo "Piano di Sviluppo della TERNA" ove risultano valutazioni recenti sugli impianti di regolazione.

2) In data 14/11/2012 è stato inoltre approvato il Decreto che limita l'uso del suolo agricolo. All'art. 8 è stabilito che : " Dalla data di entrata in vigore della presente legge e fino alla adozione del decreto di cui all'art. 3, comma 1, e, comunque, non oltre il termine di tre anni, non è consentito il consumo di superficie agricola tranne che per la realizzazione di interventi già autorizzati e previsti dagli strumenti urbanistici vigenti, nonché per i lavori e le opere già inseriti negli strumenti di programmazione delle Stazioni appaltanti e nel programma di cui all'art. 1 della legge 21 dicembre 2001, n. 443. "

Ai sensi di tale disposizione le opere previste per la realizzazione dell'impianto non possono più essere realizzate in quanto interessano suoli con destinazione per uso agricolo.

3) Nel mese di novembre 2012 sono state inoltre pubblicate dal MATTM le " LINEE STRATEGICHE PER L'ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI, LA GESTIONE SOSTENIBILE E LA MESSA IN SICUREZZA DEL TERRITORIO" che, all'art.2, stabiliscono il divieto dell'uso ai fini

residenziali,produttivi o per servizi e infrastrutture delle zone già classificate "R4-Aree a rischio idrogeologico molto elevato", fino alla adozione da parte delle Amministrazioni competenti delle misure di prevenzione".

Le aree interessate dalle opere di realizzazione ex novo del Bacino di Monte Alto sono classificate, come evidenziato nel documento- 10 689 H4 Rev.1- , dall'Autorità di Bacino **A4 e APA**, alle quali si applicano le stesse prescrizioni delle zone R4, ed alle quali si applicano, pertanto, le misure urgenti di salvaguardia di cui all'art. 2 della normativa citata. Anche per tale motivo, deve essere esclusa la realizzazione dell'opera nel Bacino di Monte Alto.

B) Il procedimento di V.I.A. instaurato a seguito della richiesta della REC srl, relativo al Progetto denominato " Impianto Idroelettrico di Regolazione sul Bacino di Campolattaro ed Elettrodotto di connessione alla RTN " risulta viziato anche nell'iter della presentazione dei documenti progettuali, avvenuta in fasi successive che hanno escluso e comunque limitato in modo rilevante la partecipazione del pubblico al procedimento stesso prevista ai sensi degli artt. 3 sexies e 24 del Dlgs 152/06 e s.m.i .

Infatti :

a) Contestualmente alla presentazione dell'istanza la società proponente depositava un numero imponente di documenti relativi agli elaborati di progetto, ivi compreso lo Studio di Impatto Ambientale. Successivamente all'apertura dell'istruttoria, la società REC presentava un primo gruppo di documenti integrativi in data /11/2011, ivi compreso un secondo SIA.

A seguito della sospensione richiesta dal proponente, accordata in data 7 febbraio 2012 dalla Autorità Competente, è stato effettuato un nuovo deposito di documenti integrativi che ha dato luogo alla ripubblicazione dell'Avviso al Pubblico avvenuto a mezzo stampa in data 12 ottobre 2012. Successivamente a tale data, e pertanto dopo il decorso del termine di sessanta giorni per le osservazioni da parte dei soggetti interessati, è stato depositato in data 16/10/2012 un ulteriore gruppo di documenti integrativi, come risulta dalla pagina web del sito del M.A.T.T.M.. Tale ulteriore e successivo deposito di documenti non rientra evidentemente nei termini della pubblicazione e quindi i documenti ivi compresi allo stato risultano sottratti alla conoscenza e alla consultazione del pubblico, già gravato dalla mole della documentazione progettuale. Il procedimento di V.I.A. instaurato risulta, pertanto, gravemente compromesso da tale vizio, che deve essere opportunamente valutato dalla Commissione ai fini della regolarità della stessa procedura.

b) La consultazione inoltre è stata gravemente limitata dalla considerevole mole di documenti depositati dal proponente, che risultano essere stati redatti in una pluralità di versioni, con la conseguenza di impedire una visione d'assieme dei dati forniti sulle varie componenti ambientali e di valutare appieno gli impatti dell'opera. A ciò vanno aggiunte anche le difficoltà tecniche di accesso ai documenti (vedi lentezza dell'apertura delle pagine e dei files) e l'utilizzo di programmi tecnici non disponibili al comune utente.

PARTE SECONDA

CONTESTAZIONI PRELIMINARI

L'Associazione Altrabenevento ritiene del tutto assorbenti e pregiudiziali le eccezioni già sollevate nella Parte Prima delle presenti osservazioni. Ciononostante, ritiene opportuno entrare anche nel merito dell'istanza e del Progetto proposto dalla società REC, al fine di evidenziarne le ulteriori incongruità e gli ulteriori difetti, che ne escludono l'approvazione da parte della Commissione VIA.

A) Si contesta, in via preliminare, che nello Studio di Impatto Ambientale non è stata adeguatamente valutata **l'opzione zero**, elemento fondamentale nella procedura VIA, entrando così in contrasto con quanto stabilito **dall'art. 22 comma 3 del D.Lgs n. 152/2006, con riguardo, appunto, alla valutazione delle alternative sino all'opzione zero** ed agli *effetti che il progetto può avere sull'ambiente* ma anche sotto l'aspetto della *indicazione delle principali ragioni della scelta*. La procedura di impatto ambientale mira ad assicurare che siano fornite determinate informazioni essenziali al fine di valutare le ripercussioni sull'ambiente di un progetto.

La normativa vigente pretende che siano identificate e valutate le possibili alternative al progetto, compresa la sua non realizzazione, con l'indicazione delle principali ragioni della scelta effettuata, al fine di rendere trasparente la scelta sotto il profilo dell'impatto ambientale, *e allo scopo di evitare interventi che causino sacrifici ambientali superiori a quelli necessari al soddisfacimento dell'interesse sotteso all'iniziativa* (cfr. Consiglio di Stato, Sez. IV, 5 luglio 2010, n. 4246).

Nel caso in esame, rispetto a quanto prescritto dalle norme citate, la società proponente si è limitata a motivare la necessità dell'impianto con affermazioni non solo generiche ma anche del tutto contrastanti con i dati statistici di cui alla bibliografia indicata e, in ogni ipotesi, non corrispondenti ai dati delle ultime annualità.

Nel SIA - Quadro di riferimento ambientale Doc. n.10689H2 Rev.0 - infatti al Par. 5.1 (pag.60) si afferma che : " *Alla base di tale valutazione è la considerazione che, in relazione alla necessità di maggiore stabilità del sistema elettrico nel territorio campano, nuovi impianti di regolazione devono comunque essere realizzati nella regione. La mancata realizzazione di qualsiasi progetto alternativo atto a colmare la poca efficienza in termini di regolazione delle forniture di energia elettrica, porta infatti delle ricadute negative in termini di poca stabilità del sistema elettrico soprattutto in relazione agli scenari futuri di incremento della produzione atteso da nuovi impianti.*"

Quanto affermato non è supportato nel SIA da alcun dato e, in ogni ipotesi, non trova riscontro nel Piano di Sviluppo 2012 di Terna che, come già esposto e contestato nella Parte prima, contiene analisi, valutazioni, progetti e conclusioni del tutto differenti, alle quali gli elaborati REC non fanno alcun riferimento. Non è dato rinvenire l'impianto suddetto nè tantomeno le motivazioni addotte dal proponente per attribuire allo stesso il ruolo di regolazione della rete del sistema elettrico campano. Peraltro, le modalità operative del ciclo produttivo costituito da pompaggi notturni e turbinaggi diurni e nelle ore di punta non configurano, evidentemente, questo impianto come regolatore di rete, come più volte ed in vari documenti affermato dal proponente. A tal proposito, si ritiene opportuno includere i passaggi significativi e fondamentali del Rapporto Terna, che affronta prioritariamente l'efficientamento e la stabilità della rete attraverso l'utilizzo dei sistemi di accumulo, nei quali non è previsto, per la Regione Campania l'impianto proposto (v. pag.....).

B) La sintesi non tecnica (documento prioritario per la consultazione del pubblico) risulta ampiamente lacunosa e pertanto questa non pare assolutamente corrispondente né ai requisiti di completezza delle informazioni documentali e grafiche, né all'esigenza di consentire *un'agevole comprensione* del progetto, richieste dall'**art. 22, comma 5 del D.Lgs n. 152/2006** e men che meno può essere considerata come un esauriente *riassunto non tecnico* delle informazioni che

dovrebbero essere trasmesse da parte del proponente, le quali sono puntualmente descritte nei **punti da 1 a 6 del già richiamato Allegato VII, ex art. 22 del Dlgs n. 152/2006.**

I numerosi elementi di impatto dell'opera proposta sul territorio e sull'ambiente non sono in alcun modo risolti, laddove vengono evidenziati elementi di forte criticità. La società proponente si limita infatti a riferire di aver adottato le soluzioni progettuali più idonee rispetto alle esigenze del territorio e che si atterrà, nelle fasi progettuali successive, alle prescrizioni degli enti competenti.

Ciò vale, preliminarmente, per quanto riguarda il **RISCHIO FRANE.**

Il Bacino di Monte Alto, da realizzare "ex novo" risulta compreso in zona **A4 e APA** così come individuate dal PSAI dell'Autorità di Bacino del Liri, Garigliano e Volturno. In tali zone vigono le prescrizioni di cui all'art. 3 delle norme di attuazione, che vietano " **qualsunque trasformazione dello stato dei luoghi, sotto l'aspetto morfologico, infrastrutturale ed edilizio**". Le opere progettate non rientrano nelle esclusioni di cui all'art.3 e, quindi, **sono vietate** senza che sia possibile alcuna soluzione progettuale atta a vanificare il rischio.

Il riferimento al parere espresso nel 2008 dall'Autorità di Bacino in sede di procedimento per la concessione della derivazione delle acque dal Bacino di Campolattaro è con tutta evidenza fuori di luogo e fuorviante. Infatti, nel caso specifico le zone a rischio frana individuate nella sintesi non tecnica sono solo quelle del bacino di Monte Alto da realizzarsi ex novo, ed inoltre l'Autorità di Bacino aveva rilevato "una compatibilità di massima della derivazione richiesta", senza peraltro esprimersi sulla compatibilità delle opere a realizzarsi nella zona di Monte Alto- Morcone con le aree a rischio frana.

Poichè le norme del PSAI sono evidentemente vincolanti in quanto prescrittive, queste non possono essere eluse con alcun tipo di progettazione.

Si contesta inoltre che nella sintesi non tecnica non sono state menzionate le frane che sono state invece rilevate dal Rapporto Conclusivo dello Studio Cancelli - 185C007T05_0, ove alle pagg. 25,26 e 27 si riferisce l'esistenza di frane nell'area prospiciente l'invaso di Campolattaro, di cui una grande complessa in corrispondenza della sponda destra del bacino.

VICOLO IDROGEOLOGICO

Anche in relazione alla esistenza di vincoli idrogeologici sulle zone interessate dalle opere dell'impianto, si ribadisce quanto già affermato nei paragrafi precedenti. Inoltre, il proponente nella Sintesi non tecnica afferma quanto segue : " Con riferimento alla L.R. N. 11 del 7 Maggio 1996 e s.m.i -Art. 23 "**Trasformazione e mutamento di destinazione dei boschi e dei terreni sottoposti a vincolo idrogeologico**", si evidenzia che il progetto dell'impianto idroelettrico è stato oggetto di specifici studi geologici ed idraulici per le aree di interesse. La progettazione del bacino così come di tutte le altre opere, ha quindi tenuto conto di tutte le peculiarità del territorio, adottando tutte le misure progettuali necessarie per la piena sicurezza delle opere e delle aree circostanti." Al contrario, dalle presenti osservazioni risultano evidenti i notevoli impatti delle opere sulle zone interessate, che risultano sottoposte a un regime plurivincolistico sotto ogni aspetto. Nè si può pretendere, come fa il proponente, di superare tali vincoli rimandando, del tutto genericamente, alla corretta esecuzione degli interventi.

GLI IMPATTI AMBIENTALI DELLE OPERE PROPOSTE

Si ritiene opportuno esaminare l'impatto dell'opera proposta considerando separatamente, per ovvi motivi, i due siti di invaso di cui è previsto l'utilizzo per il funzionamento dell'impianto di pompaggio.

IL BACINO DI CAMPOLATTARO

La Diga di Campolattaro è uno sbarramento artificiale di competenza statale ricadente nella Regione Campania.

La Regione, con delibera di Giunta n. 1178 del 7.3.1995, individuò la Provincia di Benevento quale destinataria dell'opera "Invaso di Campolattaro sul Fiume Tammaro", con l'intesa che la stessa si sarebbe avvalsa della cooperazione dell'Ente per lo Sviluppo dell'Irrigazione e la Trasformazioni fondiaria in Puglia, Lucania ed Irpinia. Sulla scorta di tale decisione, ai sensi del decreto legislativo n. 96 del 1993, il Commissario ad Acta nominato dal Ministero dei Lavori pubblici trasferì, con decreto n. 6473 del 29.1.1997, alla Provincia di Benevento il progetto di completamento dell'opera.

1) Nell'aprile 2006 iniziano le manovre di invaso sperimentale. **Attualmente il 1^a collaudo dell'opera è ancora in corso di svolgimento, come accertato dall'Associazione Altrabenevento presso la Regione Campania - Settore tutela delle acque -, tanto è vero che le modalità di collaudo hanno richiesto lo svuotamento completo dei volumi finora invasati, e ciò nei mesi scorsi.**

Il mancato completamento della procedura di collaudo comporta che non è possibile, neanche attualmente, introdurre le nuove opere proposte dalla REC s.r.l. all'esame di questa commissione non essendo ancora stabilito l'assetto tecnico definitivo dell'opera dell'invaso di Campolattaro, che, si ricorda, è un'opera pubblica destinata ad usi plurimi con priorità e prevalenza di volumi per l'uso idropotabile.

2) L'invaso di Campolattaro risulta classificato - all'allegato 10 - dal Piano di Gestione delle Acque redatto dal Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale, con utilizzo delle acque invase previsto da questa Autorità "Irriguo / Potabile".

A tale proposito è fondamentale comunicare alla Commissione che la Provincia di Benevento è attualmente priva di titolo per concedere un qualsiasi uso o derivazione delle acque di Campolattaro, ai sensi del R.D. n.1775 /1933 e succ.m. e i., presupposto fondamentale per la realizzazione dell'opera. Infatti, la Provincia di Benevento, che ha già espresso parere favorevole alla richiesta di concessione di piccola derivazione per uso industriale inoltrata dalla REC (30 l/s), allo stato attuale risulta aver richiesto di subentrare alla CASMEZ nella titolarità **dell'istanza di concessione a derivare le acque per l'esclusivo "uso irriguo"**. Il procedimento di subentro è stato attivato dalla Provincia di Benevento con nota Prot. 2805 del 2/03/2000 e con successiva nota n.10446 del 26/10/2000 la Provincia di Benevento ha assunto la titolarità dell'istanza di concessione a derivare esclusivamente "ad uso irriguo" per la portata media di 5,8 mc e massima di 8 mc/s, presentata in origine dalla ex CASMEZ ed in seguito trasferita alla regione Campania con D.M. n.3788 del 20/04/1999. L'istruttoria per il rilascio della concessione a favore della Provincia di Benevento risulta, sempre presso la Regione Campania - Settore Tutela delle Acque -, ancora in corso e per tale uso esclusivo.

Non corrisponde al vero, pertanto, quanto asserito dalla REC a pag. 11 della relazione Tecnica Particolareggiata - 483-01EPGRDA020 - e cioè che "*la Provincia di Benevento ha attivato la*

procedura per la definizione di un programma per l'uso irriguo, industriale, potabile ed idroelettrico del bacino, per la cui attuazione saranno necessarie le opere strumentali ai diversi fini.". Al contrario la Provincia di Benevento non ha alcuna concessione al suo attivo e ,pertanto, non può disporre delle acque di Campolattaro nè tantomeno concederne l'uso a terzi, ma non ha neppure finora formulato richiesta di uso diverso da quello irriguo.

Inoltre, anche l'ulteriore affermazione della REC (che si rinviene nella relazione Tecnica Illustrativa) di essere titolare di una concessione di piccola derivazione ad uso industriale è del tutto non rispondente al vero. Infatti la delibera di Giunta Provinciale n.600 del 26/10/2010 ha espresso unicamente "parere favorevole" al rilascio della concessione, senza però, come rilevato, essere a sua volta titolare del diritto di utilizzo delle acque pubbliche.

3) Risulta ancor più paradossale l'aver consentito alla REC l'utilizzo dell'invaso di Campolattaro, sul quale la proponente intende realizzare le nuove opere previste per l'impianto di pompaggio, in quanto la Regione Campania ha imposto alla Provincia di Benevento di sottoporre il Bacino alla VIA regionale. Pertanto solo alla definizione di questo ulteriore procedimento può essere esaminato il progetto della REC e l'utilizzo del bacino di Campolattaro, condizionato all'esito delle verifiche strutturali che indicheranno gli usi possibili e l'incidenza degli stessi, in relazione a quello che sarà l'assetto definitivo tecnico e gestionale dell'opera da cui si potrà poi realisticamente valutare la realizzazione di possibili nuove opere, anche sotto il profilo dell'impatto ambientale.

PRINCIPALI IMPATTI DELLA MOVIMENTAZIONE DEI VOLUMI D'ACQUA SUL BACINO.

Nella premessa della relazione idrologica contrassegnata con il codice 483-031-ET_RDA_030[1], che costituisce parte integrante del progetto dell'impianto idroelettrico di regolazione di Campolattaro - Pontelandolfo, vengono descritte le caratteristiche idrologiche delle zone interessate dalle opere in progetto ma viene anche esplicitato che il serbatoio di Campolattaro è ancora in fase di vaso sperimentale. Preliminarmente si ribadisce che l'invaso di Campolattaro è tuttora in fase di 1° collaudo, ove il procedimento è individuato quale fase conclusiva del processo realizzativo, costituendo la condizione necessaria per l'accettazione dell'opera pubblica da parte dell'amministrazione appaltante. Gli scopi e le finalità del collaudo sono ben delineate dall'articolo 215 del D.P.R. 5 ottobre 2010, n.207 che definisce al comma 1. *Il collaudo ha lo scopo di verificare e certificare che l'opera o il lavoro siano stati eseguiti a regola d'arte, secondo il progetto approvato e le relative prescrizioni tecniche, nonché le eventuali perizie di variante, in conformità del contratto e degli eventuali atti di sottomissione o aggiuntivi debitamente approvati. Il collaudo ha altresì lo scopo di verificare che i dati risultanti dalla contabilità finale e dai documenti giustificativi corrispondano fra loro e con le risultanze di fatto, non solo per dimensioni, forma e quantità, ma anche per qualità dei materiali, dei componenti e delle provviste, e che le procedure espropriative poste a carico dell'esecutore sia-no state espletate tempestivamente e diligentemente. Il collaudo comprende altresì tutte le verifiche tecniche previste dalle leggi di settore.*

Pertanto la Commissione Collaudatrice non può che esaminare l'impianto in questione seguendo le caratteristiche tecniche fissate dal progetto esecutivo, che ha posto la quota di derivazione della diga a quota 349,25m s.l.m. (vedi studio SOGESID denominato dal proponente con la sigla 10-689-H16_REV1_Appendice_M[1]).

Dunque nello studio Sogesid si rileva che nell'ipotesi di fattibilità tesa ad assicurare gli usi plurimi per le acque della diga viene confermata la soluzione della derivazione mediante la galleria sotterranea già delineata in sede di progettazione di massima dell'opera di sbarramento e già realizzata limitatamente al manufatto di imbocco a partire dalla galleria dello scarico di fondo n.1. Inoltre nel medesimo studio di fattibilità vengono assicurati una serie di fabbisogni da quello idropotabile, irriguo ed industriale con la produzione di energia elettrica prodotta dal turbinamento delle portate in uscita dall'invaso che vengono individuate in sede progettuale quali 5 mc/sec. Tale valore deve essere dunque assunto quale vincolo progettuale per il deflusso ordinario delle acque di Campolattaro. All'atto del completamento della strada circumlacuale sul crinale Nord-Est della diga si verificò un esteso movimento franoso che impose una sistemazione idrogeologica del versante nord-est del comune di Campolattaro sulla strada di collegamento tra questo Comune e Morcone e della diga sul fiume Tammaro.

Questo aspetto rimane tra i principali fattori che possono pregiudicare il raggiungimento delle quote di invaso previste dal progetto ed infatti a questo scopo la Provincia di Benevento ha previsto, nei propri piani per l'assetto del territorio, finanziamenti per un ammontare di €. 27.000.000. Le opere previste nel "progetto di consolidamento e sistemazione dei versanti del bacino della diga sul fiume Tammaro" prevedono una serie di trincee drenanti, gabbionate disposte lungo il versante dello scarico di fondo della diga oltre che in zone diffuse lungo la strada lacuale e paratie con pali di c.a. sormontati da gabbionata in corrispondenza del vallone Le Vaglie.

Dunque appare stridente stando ai numeri di base previsti per l'esercizio dell'invaso di Campolattaro l'ipotesi progettuale proposta da REC che prevede la movimentazione quotidiana di volumi idrici molto considerevoli e pertanto molto distanti da quelli assunti dal progetto originario della diga sui quali credibilmente si sta svolgendo il collaudo. Una delle modifiche più rilevanti previste dalle condizioni operative che l'impianto REC andrebbe a realizzare è l'effetto che la notevole derivazione di acqua comporta sul livello del pelo libero dell'acqua invasata presente nella diga di Campolattaro. I volumi scaricati ogni giorno dall'invaso di Monte Alto prevedono di turbinare oltre 3,5 Mm³ in meno di 12 ore al ritmo di 125 m³/s con il recupero dell'acqua in pompaggio nelle ore notturne all'incirca di 2,5 Mm³ al ritmo di circa 100 m³/s. Senza alcun dubbio le oscillazioni del livello idrico sarebbero sempre di grande entità variando da un minimo di oltre 1 metro nelle condizioni di quota 377 s.l.m. di massima regolazione dell'invaso; mentre alla quota di minima regolazione così come prevista dalle modifiche delle condizioni di esercizio imposte dall'impianto REC di 354 s.l.m. le stesse oscillazioni del livello arriverebbero a circa 3 metri. E questo considerando solo le operazioni di turbinaggio e cioè di restituzione dei volumi all'interno della diga di Campolattaro perché, infatti a queste oscillazioni verso l'alto del livello delle acque vanno aggiunte quelle verso il basso previste quotidianamente invece dalle operazioni nottetempo di pompaggio che apparentemente ripristinano il livello delle acque all'interno dell'invaso di Campolattaro ma in effetti lasciano comunque una fascia spondale scoperta rispetto al livello raggiunto in precedenza. Nell'ambito della complessità del fenomeno deve essere dunque valutata la sommatoria degli incrementi e diminuzioni che avvengono al giorno ma anche la velocità oraria delle oscillazioni subite dal livello idrico. Tali fenomeni si amplificano allorché si giunge al periodo di fine settimana quando i volumi idrici sono previsti come esauriti nel bacino di Monte Alto e quindi vi è la necessità per il proponente di ripristinare tutti e sette i milioni di metri cubi. Dalla mezzanotte del venerdì nel giro di 36 ore l'impianto opera in condizione di pompaggio derivando dalla diga di Campolattaro un volume pari a 7 Mm³ che fa decrescere verso il basso il pelo libero delle acque di Campolattaro di vari metri sempre direttamente dipendenti dalle condizioni delle quote di regolazioni min o max della diga di Campolattaro lasciando pertanto per molte ore una cospicua fascia spondale scoperta dalle acque e non di certo recuperata affatto in

breve tempo ma anzi il livello delle stesse verrebbe solo gradualmente ripristinato al termine della gestione settimanale dell'impianto.

Si contesta che non è stata fornita dal proponente alcuna valutazione sugli impatti che tale imponente e massiva movimentazione di acqua (36 Mmc) saranno prodotti sia in relazione agli impianti della Diga di Campolattaro e ai versanti che insistono sulla Diga sia in relazione all'ambiente naturale delle sponde, della vegetazione e della fauna ittica, volatile ed erpetica.

Nella Relazione Paesaggistica - 10-689-H16 Rev.0 - sono indicati alla pag.114 e 115 i grafici ipotetici della gestione settimanale del volume di invaso di Monte Alto, che viene stimato in 36.3 Mmc (1/2 turbinato e 1/2 pompato). Tali volumi in valore assoluto corrispondono ad oltre un terzo del volume totale (109 Mmc) stimato della capacità utile di progetto dell'opera e non corrispondono a quelli previsti nello studio Sogesid della Regione Campania, che ripartisce i volumi per i vari usi assegnando la quota di 4.6 Mmc annuo al comparto industriale.

La ripartizione degli usi prevista dallo studio SOGESID alla pag. 15 *"garantisce una gestione ambientale ottimale dell'invaso laddove si afferma che "la soluzione proposta limita l'escursione del pelo libero in circa 17 metri annui e garantisce una superficie minima dello specchio d'acqua di circa 3,5 Kmq."*. **Ciò per evitare la scomparsa del lago e pesanti ripercussioni sul piano ambientale.**

Una siffatta gestione garantirà oltretutto una riserva strategica sempre disponibile di 24 milioni di mc, da utilizzarsi in caso di periodi prolungati di siccità. Si teme invece che tale riserva venga al contrario messa a rischio dalla messa in esercizio dell'impianto così come configurato dal proponente con un evidente prevalenza dell'uso industriale a danno di quello potabile e degli altri usi che sono invece da considerarsi, come fa lo studio SOGESID preminenti.

Con tale configurazione di sistema produttivo è assolutamente fuori scala l'attribuzione di "piccola" alla derivazione richiesta e promessa alla REC dall'Ente Provincia (30l/s) corroborata dai pareri parimenti incomprensibili dell' Ufficio Dighe e dell'Autorità di Bacino.

E' evidente infatti che la REC non deriverebbe le sole perdite di "sistema" che sono solo una piccola componente del quantitativo di acque emunte, quando invece esplicitamente la Provincia di Benevento nella bozza di convenzione allegata alla delibera n.600/2010 si è impegnata a "riservare all'interno del Bacino di Campolattaro, per l'uso esclusivo della società e compatibilmente con il regime degli afflussi, una capacità minima di volume idraulico di 7.000.000 mc con una quota di minimo invaso di 351 mt. s.l.m. Tali volumi promessi, abbinati alle quote di minimo invaso, minano alla base i volumi da riservare, come già detto in precedenza, per tutti gli altri usi imponendo peraltro una quota minima (351 mt) oltre la quale non sarebbe più consentito derivare la risorsa idrica, se pur ancora disponibile.

Si fa rilevare ulteriormente a questo proposito che non bisogna lasciarsi ingannare perché in effetti la quota effettiva di minima regolazione del bacino di Campolattaro per tutti gli altri usi, diversi da quelli necessari al funzionamento dell'impianto di pompaggio, non è di 351 mt s.l.m. ma bensì di 354 mt s.l.m. proprio perché alla quota 351mt s.l.m. vanno aggiunti i 7Mmc concessi nella bozza di concessione dalla Provincia in uso esclusivo alla società proponente. Quindi nell'eventualità in cui il livello delle acque invase a Campolattaro raggiungesse quota 354mt s.l.m. la sottrazione dei restanti volumi a disposizione diverrebbe prerogativa assoluta dell'impianto che per l'appunto, durante il suo ciclo operativo settimanale, una volta sottratti, farebbe raggiungere al pelo libero dell'acqua quota 351mt s.l.m. impedendo di fatto di utilizzare una quota fondamentale della riserva strategica, proprio nei periodi critici, per i quali la riserva strategica era stata preordinata a garanzia degli altri usi prioritari.

GLI IMPATTI DEL CICLO PRODUTTIVO A POMPAGGIO DI REC SULL'ECOSISTEMA ACQUATICO DEL BACINO DI CAMPOLATTARO

Nella prolifica documentazione prodotta da REC nel procedimento di VIA non vengono affatto proposti i probabili impatti che l'enorme movimentazione d'acqua avrà sull'ecosistema lentico instauratosi dal momento della costruzione dello sbarramento sul Fiume Tammaro. Gli effetti dell'introduzione di un tale bacino artificiale lungo il corso del Tammaro non sono tardati a manifestarsi: l'area, dapprima trasformata per alcuni anni in acquitrino, è andata poi evolvendosi durante le varie fasi del riempimento in un ambiente lacuale. L'invaso di Campolattaro è divenuto nuovo attrattore per gli spostamenti della fauna migratrice che utilizza l'invaso sia come area di sosta che come stazione stanziata di specie di uccelli soprattutto acquatici che hanno trovato un nuovo ambiente confacente alle proprie esigenze tanto che alcuni anni fa l'area dell'invaso è stata inserita nella Rete Natura 2000 ed anche creata una Oasi dalla Provincia di Benevento, attualmente gestita dal WWF. Come già in precedenza sottolineato l'impatto ecologico maggiore sull'ecosistema lentico sarà provocato dalla messa in esercizio dell'impianto a pompaggio proposto da REC dalla movimentazione di masse d'acqua che nell'ipotesi di esercizio (vedi pag. 114 Doc. No 10-689-H16) assomma ad oltre 36 Mm³ alla settimana, sui 109 Mm³ totali previste alla quota di massima regolazione (377mt s.l.m.), così ripartite, nelle fasi di pompaggio/turbinaggio, dal lunedì al venerdì in 5 Mm³ al giorno e nel fine settimana solo pompaggio dei restanti 7 Mm³ a derivare nel nuovo bacino artificiale di Monte Alto. A questo proposito si rileva che:

1) l'introduzione dell'impianto di pompaggio apporterà un'alterazione sostanziale dei regimi idrologici che fino ad ora sono stati naturalmente costituiti dagli apporti idrici provenienti dal bacino soprastante la diga, e dipendenti dalle condizioni meteoriche e stagionali. Fino a ora, e come da progetto, la regolazione delle acque della Diga di Campolattaro è stata assicurata mediante il deflusso dello scarico di fondo modulato appositamente in modo da garantire sia la formazione che il mantenimento dell'invaso sia derivando una quota delle acque invasate per il DMV. Al contrario il progetto di centrale a pompaggio assoggetta l'ecosistema lacustre della diga di Campolattaro ad una nuova circolazione delle acque, ben più imponente dell'attuale, introdotta nell'ecosistema della Diga attraverso le continue operazioni di svasso/invaso dettate dalle fasi di pompaggio/turbinaggio dell'impianto idroelettrico. I volumi in gioco oltre che modalità di presa e restituzione (condotta di restituzione con svasso a calice posto nel fondo a quota 349mt s.l.m.) superano di gran lunga gli afflussi previsti e/o prevedibili, anche in caso di piene eccezionali, provenienti giornalmente dal bacino di monte del Fiume Tammaro. Vi è di fatto un passaggio da un unico flusso laminare che il Fiume Tammaro immette nella Diga ad una prevalenza di afflussi dal fondo che proverrebbero dal calice di restituzione dell'impianto idroelettrico; oltre tutto è necessario, ai fini di una corretta valutazione ecologica stimare come le due immissioni andrebbero a rimodellare la circolazione delle acque di Campolattaro.

2) All'ecosistema lentico della Diga di Campolattaro la messa in esercizio dell'impianto proposto da REC comporterà un imponente ciclico turn-over delle acque che teoricamente nel giro di sole tre settimane, o anche molto meno in dipendenza del grado di riempimento della Diga, movimenterà la totalità delle acque invasate. Le conseguenze sono direttamente impattanti sulla distinta zonizzazione e stratificazione delle acque: normalmente la parte superiore del lago epilimnio è più calda ed è separata temporaneamente da quella più profonda detta ipolimnio. Detta zona separatrice termoclino agisce da barriera allo scambio di materiali, ma allorquando verrà attivata

la derivazione della centrale di presa e restituzione delle acque posta sul fondo della Diga di Campolattaro di certo andrà ad attivarsi una nuova circolazione delle acque, rimescolandole, che impatterà sulla normale stratificazione termica e sulla distribuzione dell'ossigeno e dei nutrienti.

3) La frequenza del disturbo elevata produrrà una diretta conseguenza sull'evoluzione ecosistemica dell'invaso incidendo in primo luogo sulla vegetazione ripariale e sulla tipologia dei depositi. Pertanto è ampiamente prevedibile una maggiore instabilità e più elevato dinamismo della vegetazione riparia, con strutture edafiche e vegetazionali in forme transitorie. Tale caratteristica è ben nota perché le fasce ecotonali ripariali hanno poca resistenza, ma al contempo grande reattività ed un veloce recupero rimanendo fortemente legate ai cambiamenti geomorfologici e climatico-idrologici. Di conseguenza la frequenza degli stress (orari e quotidiani) dettati dai cambiamenti di livello della superficie dell'acqua andranno ad impedire alla vegetazione ripariale di evolversi oltre un certo livello. La ricorrenza del disturbo, il brevissimo intervallo di tempo tra un disturbo ed un altro condizionano il comportamento di un sistema. Quando questo rapporto è >1 il sistema è da considerarsi instabile perché ha poche possibilità di recupero. In particolar modo il fenomeno della sommersione, seguita dal conseguente ritiro delle acque, per una profondità variabile della fascia spondale, come già fatto rilevare in altra parte delle osservazioni, (condizione che si andrebbe a stabilire ciclicamente ogni settimana seguendo il ciclo degli svassi e ricariche della centrale) quando le acque vengono restituite completamente (7 Mm³) dalla nuova diga di Monte Alto alla diga di Campolattaro, ridurrà la competizione intraspecifica eliminando le specie meno tolleranti a tale condizione.

4) Dunque In particolar modo a risentire dell'oscillazione del pelo dell'acqua sarà la fascia ecotonale lenticale che si forma nell'area di contatto tra un corpo d'acqua e l'ambiente terrestre. L'influenza delle fluttuazioni del livello dell'acqua e della deposizione del detrito finiranno per determinare in maniera imprescindibile la configurazione dell'ecotone stesso. In queste zone il volume delle acque diviene uno dei principali fattori limitanti che influirà sensibilmente sulla deposizione e sulla disposizione del detrito organico (foglie, particellato organico ecc..) lungo le rive che svolge un ruolo fondamentale per gli insediamenti vegetali. Il ciclo dei nutrienti è molto complesso nell'ecotone lacustre e comunque i sedimenti sono i principali nutrienti per le macrofite fortemente influenzate dalla circolazione delle acque e che posseggono una forte specializzazione nella capacità di accumulare azoto (N) e fosforo (P), proteggendo le acque dall'eutrofizzazione. La conseguenza è che proprio attraverso la gestione della vegetazione emersa si può ottenere un buon controllo sulle condizioni del corpo idrico, che non dimentichiamo, è destinato prioritariamente all'uso potabile.

Il paradosso è che potrebbero crearsi condizioni di impoverimento della fascia ripariale con conseguente perdita di biodiversità ed al contrario di probabile fertilizzazione delle acque dell'ecosistema della Diga di Campolattaro con conseguenze negative per la qualità della acqua destinata ad usi potabili.

L'impatto più grave sull'ecosistema lenticale è quindi dato dalla alterazione dei flussi di energia e di materia che interessano la Diga di Campolattaro, un ambiente che sarebbe notevolmente alterato una volta che il ciclo produttivo della centrale a pompaggio verrebbe avviato.

STABILITÀ SPONDE E VERSANTI

Quando viene realizzato uno sbarramento, si deve porre particolare attenzione alle conseguenze che la creazione del lago artificiale può comportare sulla stabilità dei terreni costituenti le sponde e i fianchi della valle sovrastante l'invaso, nonché l'influenza che la costruzione della diga ha sui pendii di imposta delle spalle. Come abbiamo cercato di spiegare in precedenza la notevole oscillazione del pelo libero dell'acqua implica, quale effetto del ciclo produttivo dell'impianto a pompaggio, l'accentuazione di fattori idrogeologici, ovvero circolazione idrica superficiale e sotterranea, entità e distribuzione delle pressioni interstiziali dei pendii in terra durante la fase di invaso con conseguente aumento peso di volume terreno. Questo è uno dei fattori predisponenti, che poi va considerato assieme agli altri fattori geologici, morfologici e idrogeologici, e in cause occasionali o determinanti (o scatenanti), prevalentemente connesse ai fattori climatici, vegetazionali, antropici ed al manifestarsi di eventi sismici. Il movimento franoso si manifesta quando lungo una superficie (o meglio in corrispondenza di una "fascia" di terreno in prossimità di una superficie) all'interno del pendio, le tensioni tangenziali mobilitate per l'equilibrio (domanda di resistenza) eguagliano la capacità di resistenza al taglio del terreno. Ciò può avvenire per un aumento della domanda di resistenza, per una riduzione della capacità di resistenza o per il manifestarsi di entrambi i fenomeni. Un aumento della domanda di resistenza può essere determinato da un incremento di carico (dovuto ad esempio alla costruzione di un manufatto o ad un evento sismico), o da un aumento dell'acclività del pendio (dovuta ad esempio a erosione o sbancamento al piede). La riduzione della resistenza al taglio può essere dovuta ad un incremento delle pressioni interstiziali (per effetto ad esempio di un innalzamento della falda o della riduzione delle tensioni di capillarità prodotti dalla pioggia) o per effetto di fenomeni fisici, chimici o biologici. Per l'insorgere e l'evoluzione di un fenomeno franoso è molto importante la dipendenza della resistenza al taglio dall'entità della deformazione, ovvero la curva tensioni- deformazioni del terreno, ed i valori di resistenza al taglio di picco e residua. Infatti la domanda e la capacità di resistenza lungo la superficie di scorrimento potenziale sono variabili, e quando in una parte di essa viene superata la resistenza di picco e la capacità resistente decade ad un valore residuo, si verifica una redistribuzione degli sforzi con parziale trasferimento della domanda ad un'altra parte, meno sollecitata, della superficie di scorrimento (fenomeno di rottura progressiva). Pertanto, in condizioni di equilibrio limite del pendio, il valore medio pesato della resistenza al taglio mobilitata lungo la superficie di scorrimento è intermedio tra la resistenza di picco e la resistenza residua. Oltre modo nella fase di svasso la riduzione di carico stabilizzante del reticolo di filtrazione in un pendio naturale, viene generata in seguito al rapido abbassamento del livello dell'acqua. Ne deriva che la scelta del coefficiente di sicurezza da utilizzare nelle verifiche di stabilità dei pendii devono tener conto di:

- l'affidabilità del modello geotecnico, ovvero dello schema stratigrafico di riferimento e della caratterizzazione meccanica dei terreni;
- i limiti del metodo di calcolo, ovvero delle ipotesi semplificative ad esso associate;
- le conseguenze di un'eventuale rottura;
- la vulnerabilità delle strutture e delle infrastrutture, la cui funzionalità potrebbe essere compromessa anche da movimenti che hanno luogo con coefficienti di sicurezza superiori ad 1 (stato limite di servizio);
- il tempo, ovvero se la stabilità del pendio deve essere assicurata per un breve oppure per un lungo periodo di tempo.

Dunque solo dopo l'esecuzione del collaudo da parte della Commissione incaricata si potranno conoscere i valori dei coefficienti di sicurezza applicando i valori maggiori dei coefficienti di sicurezza che devono essere utilizzati per opere quali le dighe in terra, e che comunque dovranno essere costantemente monitorate durante le varie fasi di esercizio.

LA RILEVANZA IDROPOTABILE DELLA DIGA DI CAMPOLATTARO

E' opportuno rendere noto alla Commissione che di recente l'Autorità d'Ambito Territoriale ATO n.1 Calore Irpino **nel nuovo Piano di Bilancio Idrico comunicato in data 2 ottobre 2012 ha rivalutato l'invaso di Campolattaro** quale riserva idrica per un ammontare di **1000 l/s** ampliando così di fatto l'entità della derivazione che in origine prevedeva 500 l/s per l'uso idropotabile . Nello studio Sogesid a pag.11 viene sottolineata l'importanza dell'invaso di Campolattaro come fonte di approvvigionamento idrico adeguato a sostenere i fabbisogni della Campania e quindi già all'epoca della redazione del suddetto studio (anno 2007) era stata chiarita quale importanza ha la derivazione per il comparto idropotabile di una cospicua quota della risorsa invasata nel bacino stimata in 30 Mmc sui 109 disponibili. Il medesimo studio sottolinea nelle pagine seguenti la valenza strategica della risorsa di Campolattaro esaltata dalla localizzazione geografica rispetto ai principali sistemi acquedottistici locali e regionali e ai relativi bacini di utenza. In particolare, mediante la realizzazione di idonee opere di allacciamento, è possibile rendere disponibile la risorsa per 20 Comuni della provincia di Benevento compreso il capoluogo oltre che alla possibilità di alimentare anche i comuni degli ATO 2, 3 e 5 delle provincie di Napoli e Caserta con oltre 3 milioni di abitanti. A tale proposito è necessario sottolineare che il Piano d'Ambito dell'A.T.O. n.1 Calore Irpino ha individuato negli schemi strategici considerati utili per l'approvvigionamento ordinario e di supporto e cioè in caso di deficit di risorsa o di grave emergenza idropotabile l'utilizzazione delle acque invasate nelle dighe esistenti tra cui quella di Campolattaro. La redazione del Piano d'Ambito ha inoltre segnalato tra i due interventi ritenuti strategici di supporto a competenza regionale in quanto in linea con gli obiettivi di Piano oltre che per il mantenimento di bassi costi operativi quello che prevede l'utilizzazione delle acque di Campolattaro per la connessione allo **schema 143 "Alto Calore", integrazione alla Città di Benevento e alimentazione dei comuni del Fortore e Tammaro**. L'intervento che ha un costo di €. 24.000.000 tende alla utilizzazione della Diga di Campolattaro per gli usi idropotabili per integrare sia lo schema 143 "Alto Calore" che la fornitura idrica da destinare alla Città di Benevento. Per la rilevanza economica e strategica, che è di tipo regionale, i predetti interventi dovranno rientrare negli atti di programmazione tecnica e finanziaria della Regione Campania. Ciò anche con riferimento ai nuovi accordi intercorsi tra le Regioni Campania e Molise sulle quote da derivare dall'acquifero del Biferno, che, come noto, alimenta gran parte del fabbisogno idrico della Città di Benevento.

IL CONTESTO ENERGETICO DI RIFERIMENTO

Il bilancio energetico non è stato aggiornato nella "ripubblicazione" e dunque il riferimento al 2009 risulta attualmente parzialmente anacronistico ma rimane comunque nella ricostruzione del proponente soprattutto fuorviante. Comunque la curva raffigurata nella fig. 2.a. Energia richiesta Italia (Terna, 2009) presentata alla pag. 3 del documento denominato 10-689-H2_Rev.0 mostra un andamento della produzione elettrica in Italia messa a confronto con il fabbisogno del mercato risulta sostanzialmente parallela, in discesa rispetto ai consumi complessivi ciò a testimonianza del fatto che non manca la capacità di produzione di energia elettrica in Italia ma invece ne manca, oltre che il fabbisogno, soprattutto la convenienza di produzione accentuatasi nel differenziale dei costi tra quella prodotta da fonti non rinnovabili e convenzionali dai costi di quella di importazione. Un dato eclatante che emerge dalle stime proposte dal proponente è l'ammontare

della riduzione produttiva che riguarda il settore termoelettrico con un saldo passivo (- 13,6%) ciò a dimostrazione che per i fenomeni congiunturali derivanti dalla crisi perdurante e l'aumento esponenziale dell'apporto delle N.F.E.R. si deduce che non sia carente la capacità produttiva installata sul territorio italiano ma è soltanto la richiesta di fabbisogno che soprattutto nelle ore di punta si è limitata fortemente facendo crollare le richieste di picco del mercato elettrico soprattutto della mattina grazie all'apporto delle N.F.E.R. e questo da quando il fotovoltaico (+251%) ha fatto sentire l'incremento della sua produzione elettrica in termini assoluti. Il dato dell'incremento del fotovoltaico ma anche dell'eolico è ulteriormente confermato stando alle rilevazioni degli anni successivi a quelli presi a riferimento dal proponente.

Pertanto le centrali termoelettriche sia pur realizzate in tempi recenti o recentissimi soffrono uno stallo prolungato con conseguente sottoutilizzazione produttiva che ha messo in crisi il comparto. Da ciò la recente decisione della società Edison che ha comunicato ufficialmente al MiSE di rinunciare alla costruzione di una C.T. a ciclo combinato da 380Mw già autorizzata e localizzata nell'area industriale di Flumeri (AV) a ridosso del territorio beneventano, la cui richiesta risaliva a prima del decreto sblocca centrali del febbraio 2002.

Allo stato attuale pertanto non è più possibile difendere in termini tecnici e teorici in alcun modo installazioni di produzione elettrica di grande taglia di qualsiasi tipo proposta. Quindi ritrovare in documenti tecnici ricostruzioni del settore produttivo elettrico italiano basate ancora su di una presunta carenza di potenza installata sul territorio a fronte dei fabbisogni attuali ma anche dei presunti (?) incrementi futuri che invece negli ultimi anni segnano già diverse annualità di decrescite sostanziose nei fabbisogni anche a causa di un maggior efficientamento del sistema elettrico nazionale appare una vera e propria presa in giro dell'opinione pubblica che non può sopportare più racconti favolistici improponibili ed anacronistici che riguardano un settore di rapida trasformazione come quello strategico del comparto elettrico. Chiediamo che la Commissione V.I.A. esprima dunque sulle considerazioni formulate dal proponente le opportune valutazioni perché poi queste vanno a giustificare o meno la reale necessità degli impianti proposti che in definitiva una volta autorizzate acquisiscono il titolo di opera pubblica.

Il Piano di Sviluppo 2012 di TERNA

Di seguito si riportano alcuni stralci del documento di Pianificazione elaborato da Terna nell'edizione 2012 che *"è stato predisposto ai sensi dei D.M. del 20 aprile 2005 (Concessione, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010) e del D.lgs. n. 93/2011 che prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno il Gestore di rete sottoponga per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico il documento contenente le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionali.*

Premessa

Nel 2011 il settore elettrico italiano è stato caratterizzato soprattutto da un rapido e imponente sviluppo della produzione elettrica da fonte rinnovabile, in particolare di quella fotovoltaica, supportato dai dispositivi di incentivazione previsti dal Conto Energia per il raggiungimento degli obiettivi 20/20/20 del pacchetto clima-energia di cui alla direttiva 2009/28/CE. Nel corso del 2011 la capacità installata di nuovi impianti fotovoltaici è cresciuta molto rapidamente ed alla fine dell'anno ha raggiunto il valore record di oltre 12 GW, che avvicina l'Italia ad altri Paesi Europei come Germania e Spagna.

Tale fenomeno, tuttavia, ha reso necessario porre rapidamente l'attenzione su nuove importanti problematiche di gestione in sicurezza della rete e del sistema elettrico nel suo complesso, che hanno comportato una sostanziale revisione dei paradigmi su cui tradizionalmente si erano basati l'esercizio e lo sviluppo del sistema. In presenza infatti di grandi quantitativi di potenza prodotta sul sistema da impianti tipicamente non programmabili e in parte aleatori, in particolare nei momenti in cui il fabbisogno in potenza è piuttosto basso, risulta fondamentale poter disporre a pieno ed in modo efficace di tutte le risorse di regolazione esistenti, tra le quali gli scambi con l'estero e gli impianti di accumulo rivestono un ruolo fondamentale per garantire l'equilibrio istantaneo di immissioni e prelievi.

Si evidenziano inoltre fenomeni associati a rischi di frequenti congestioni e sovraccarichi su sezioni critiche della rete di trasmissione a livello zonale e locale, la cui entità e diffusione dipenderà dall'ulteriore forte sviluppo atteso nel breve-medio periodo della generazione rinnovabile in particolare sui sistemi interconnessi ai livelli di tensione inferiori.

Si rendono pertanto necessari adeguati e rapidi interventi, sia nella direzione di regolamentare le prestazioni minime e i servizi che la generazione diffusa da fonte rinnovabile deve poter garantire al sistema al fine di preservarne la sicurezza, sia in quella, a cui principalmente vuole rispondere il presente Piano, di dotare già nel breve-medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture e delle ulteriori risorse di regolazione indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente. Tali esigenze sono state pertanto tempestivamente rappresentate da Terna nel corso del 2011 alle Autorità competenti.

I fenomeni sopra descritti si inseriscono peraltro in un quadro macroeconomico caratterizzato dal protrarsi della crisi economica e finanziaria che negli ultimi tre anni ha alterato profondamente gli equilibri dei mercati mondiali e modificato i parametri di crescita di molti Paesi; il settore elettrico nazionale – cartina tornasole di ogni sistema economico – ha confermato crisi e incertezze delle tendenze dell'economia italiana. Per far fronte ad un simile scenario risulta indispensabile rispondere prontamente, anche attraverso lo sviluppo delle infrastrutture necessarie a supportare la crescita e valorizzare a pieno le risorse di cui il Paese dispone.

Per quanto riguarda l'evoluzione del quadro normativo di settore nel corso del 2011, si segnalano in particolare le disposizioni in tema di accumulo di energia elettrica introdotte dal D.lgs. n. 28/2011 (che prevede tra l'altro la possibilità di includere nel Piano di Sviluppo della RTN sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile) e dal D.lgs. n. 93/2011 (che specifica che Terna e i gestori di distribuzione possono realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso mediante batterie in attuazione dei rispettivi Piani di sviluppo, mentre lo sviluppo e la gestione di nuovi impianti di accumulo zonale mediante pompaggio per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili siano assegnati mediante apposite procedure concorrenziali) nonché i nuovi criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della capacità produttiva (c.d. capacity payment) previsti dalla Deliberazione ARG/elt 98/11 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Pertanto, la realizzazione dell'impianto proposto risulta incompatibile con il predetto quadro normativo e con le predette previsioni.

2.5.6 Smart Grid

Il soddisfacimento del fabbisogno energetico nonché la necessità di ridurre emissioni inquinanti e/o clima alteranti sta generando un profondo cambiamento nella configurazione dei sistemi elettrici: il concetto di generazione tradizionalmente effettuata in grandi siti centralizzati afferenti alla rete di trasmissione viene progressivamente sostituita da impianti di piccola taglia da connettere alla rete di distribuzione in prossimità degli utenti.

Attualmente le problematiche connesse a questo nuovo tipo di architettura elettrica si traduce nella necessità da parte dei Distributori di verificare ed eliminare i limiti di penetrazione della generazione diffusa; l'intervento dei distributori si deve estendere anche alle modifiche di architettura e coordinamento dei sistemi di protezione, regolazione e automazione delle cabine primarie al fine di permettere un esercizio in sicurezza del sistema elettrico così come si andrà a modificare.

Anche il sistema di trasmissione è coinvolto in queste profonde modifiche strutturali della rete di distribuzione, che si sta evolvendo dalla sua funzione storicamente "passiva" verso una attiva gestione delle risorse energetiche distribuite (intese come generatori a produzione non imposta a programma, carichi controllabili e dispositivi di accumulo) e/o riconfigurazioni rapide della topologia di rete.

Nel prossimo futuro l'evoluzione della rete di trasmissione verso un sistema integrato "Super grid" renderà necessario lo sviluppo di nuovi sistemi di monitoraggio, controllo, comunicazione e tecnologie "self – healing" in grado di:

- rendere tutti gli utenti parte attiva nell'ottimizzazione dell'esercizio del sistema;*
- agevolare la connessione e l'esercizio di utenti di ogni taglia e tecnologia;*
- agevolare lo scambio di informazioni tra gli utenti e gli operatori.*

Con lo scopo di realizzare una rete intelligente che risponda alle filosofie e ai criteri della smart grid, garantendo l'affidabilità della rete di trasmissione, lo sfruttamento della rete esistente, la flessibilità del sistema elettrico, l'accessibilità alla rete elettrica e la produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla RTN, nonché il miglioramento dell'economicità del sistema elettrico, Terna ha pianificato alcuni interventi, in corso di realizzazione e definito nuove soluzioni da implementare, che consentono:

- Il controllo flussi di potenza sulla rete AT/AAT tramite l'installazione di Phase Shifting Transformers (PST nelle stazioni di Villanova, Foggia e Camporosso) e di nuove linee HVDC (soluzione tecnologica impiegata nelle future interconnessioni con Balcani, Francia, Tunisia);*
- Il monitoraggio dei fenomeni fisici della rete tramite la misura delle grandezze elettriche su larga scala, tramite WAMS (una rete di sensori installati lungo la rete);*
- Il telecontrollo e il telescatto in tempo reale degli impianti di generazione e di alcuni componenti della rete, tra i quali citiamo il monitoraggio della temperatura dei conduttori di linea;*
- la regolazione di reattivo tramite l'installazione di nuovi componenti elettronici di potenza (SVC);*
- il dispacciamento ottimizzato in funzione dei diversi assetti di rete e di generazione disponibile, in particolare di quella rinnovabile (Optimal Power Flow);*

evoluzione continua dei modelli previsionali della domanda e della generazione da FRNP (eolico e fotovoltaico).

2.5.7 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo

Lo sviluppo rapido e imponente delle FRNP previsto nei prossimi anni richiede l'adozione di nuove soluzioni di adeguamento e sviluppo del sistema finalizzate a ridurre in maniera il più possibile efficace e tempestiva l'incidenza delle criticità ad esso correlate e a raggiungere l'obiettivo di promozione dell'uso efficiente dell'energia da fonti rinnovabili sancito dalle recenti direttive europee.

Il Legislatore nazionale, recependo la direttiva europea 2009/28/CE, ha varato il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, con cui ha sancito l'impegno da parte dell'Italia a puntare ad una maggiore efficienza nei consumi e ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili. In particolare, per il conseguimento di tali obiettivi si prevede, oltre alle tradizionali misure di sviluppo della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione, anche il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica.

In particolare è previsto che il Piano di Sviluppo della RTN possa includere, tra gli interventi che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile, anche nuovi sistemi di accumulo finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili".

A tal riguardo, il D.Lgs 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie. Il medesimo provvedimento ha specificato anche che la realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inclusi nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie

Il presente paragrafo presenta le esigenze di nuovi sistemi di accumulo funzionali a favorire la piena integrazione sul sistema elettrico nazionale degli impianti da FRNP e a massimizzarne l'utilizzo, alla luce delle valutazioni effettuate da Terna in coordinamento con i programmi di sviluppo della rete dei distributori.



Figura 43 – Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Vantaggi dei sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo possono essere vantaggiosamente utilizzati per favorire l'integrazione della produzione da FRNP, in quanto permettono di conseguire gli effetti di seguito descritti.

- Ridurre o risolvere le criticità derivanti dalle congestioni di rete. L'accumulo di energia consente infatti di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle FRNP, mediante accumulo dell'energia non evacuabile in sicurezza, che può essere successivamente rilasciata al venir meno di tale produzione. L'efficacia di un sistema di accumulo risulta tanto maggiore quanto più questo riesce a minimizzare l'energia producibile da FRNP che risulta necessario ridurre per mantenere il sistema in condizioni di sicurezza, sia in condizioni di esercizio standard (rete magliata) che in condizioni di massimizzazione della produzione FRNP (rete radiale).

- Fornire capacità di regolazione primaria per garantire la stabilità della frequenza. Oltre agli impianti di pompaggio che già attualmente possono essere così impiegati, anche gli impianti di accumulo con batterie possono fornire tale servizio con livelli prestazionali anche superiori agli impianti termoelettrici, se opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione.

- Approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico, al fine di gestire la produzione da FRNP e fronteggiare in particolare l'intermittenza della produzione eolica. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete i sistemi di accumulo rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva sia "a salire" che "a scendere": ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta

estremamente ridotti dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, potenzialmente integrabili nel sistema di difesa, permettendo di migliorare la gestione delle risorse di rete esistenti.

- Livellare i consumi e i relativi picchi (“peak shaving”) immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili. Tale tipo di servizio può essere d’aiuto per gestire più agevolmente le rampe di carico accentuate determinate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

Tra le tecnologie di accumulo disponibili, per gli scopi su citati, vengono prese in considerazione:

- impianti di pompaggio;

- dispositivi di accumulo diffuso a batterie.

Gli impianti di pompaggio (accumulo zonale) e le batterie (accumulo diffuso) presentano caratteristiche intrinseche che li rendono abbastanza complementari per campo di applicazione e distribuzione territoriale. La soluzione migliore per risolvere le problematiche evidenziate è da individuare in un mix delle due tecnologie opportunamente dislocate sul territorio e per livello di tensione secondo le specifiche esigenze del Sistema Elettrico.

Nuovi sistemi di accumulo diffuso a batterie per l’integrazione delle FRNP

I sistemi di accumulo diffuso a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l’integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la loro facilità di localizzazione e rapidità di installazione.

La possibilità di installare tali impianti in corrispondenza di stazioni esistenti o previste sulle porzioni più critiche della rete AT li rende essenziali per ridurre i fenomeni di congestione attuali o che si prevede possano presentarsi già nel breve termine, in attesa del completamento dei rinforzi strutturali di rete pianificati che hanno un maggiore impatto ambientale e statisticamente richiedono tempi di autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori.

Più in generale, i sistemi di accumulo diffuso devono intendersi a supporto del miglior esercizio della rete di trasmissione nazionale per massimizzarne lo sfruttamento, evitando di dover realizzare in modo intempestivo nuovi elettrodotti in alta tensione che risulterebbero utilizzati esclusivamente nei momenti in cui si verificano picchi contemporanei di produzione da FRNP. Oltre a risultare spesso indispensabili per la risoluzione delle congestioni, i sistemi di accumulo di questo tipo presentano importanti esternalità positive quali la capacità di fornire risorse di regolazione primaria, nonché margini di riserva e bilanciamento per il sistema elettrico.

Sul mercato sono disponibili numerose tipologie di batterie (Ni-Cd, Li-Ion, Ni-MH, NaS, etc.) che presentano diversi livelli di maturità per applicazioni industriali a costi in alcuni casi già competitivi e, comunque, con prospettive di ulteriore riduzione in ragione dell’aumento della base installata.

Come meglio specificato nei successivi capitoli, al fine di consentire l’immissione in rete in sicurezza della produzione di impianti da FRNP sono in programma attività finalizzate all’installazione di sistemi di accumulo a batterie su alcune porzioni della rete di trasmissione in AT. Gli interventi riguardano in particolare linee o direttrici critiche a causa di congestioni di rete nelle aree del Mezzogiorno (cfr. Cap. 5) ove si prevede una maggiore capacità produttiva da fonti rinnovabili.

L'esatta dislocazione di tali sistemi di accumulo lungo le direttrici AT individuate sarà definita opportunamente secondo le specifiche esigenze, in modo da massimizzare l'utilizzo della produzione da fonti rinnovabili, sfruttando anche l'elevata modularità oltre che la flessibilità di utilizzo dei suddetti sistemi di accumulo.

La localizzazione sarà all'interno o in adiacenza delle aree di rispetto delle Stazioni Elettriche per cui non comporterà alcun rilevante impatto ambientale, trattandosi di impianti amovibili.

Dimensionamento dei sistemi di accumulo diffuso

La valutazione delle esigenze di capacità di accumulo diffuso prevista nel presente Piano si basa sul principio di risolvere non soltanto le problematiche attuali, ma anche le criticità relative a nuove congestioni (cfr. Cap. 5) che potrebbero emergere nelle finestre temporali di breve-medio periodo, nell'ipotesi in cui si confermi il trend di crescita atteso nei prossimi anni della capacità produttiva da FRNP.

Pertanto, al fine di stimare il valore di capacità dei sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica a batterie, se ne sono simulati gli effetti nello scenario di rete di breve-medio termine distinguendo l'effetto prodotto da tali sistemi dal beneficio apportato dai già previsti rinforzi di rete in corso di realizzazione e autorizzati, sia in termini di mancata riduzione dell'energia rinnovabile soggetta a congestioni sia in termini di aumento della sicurezza del sistema.

Il dimensionamento dei sistemi di accumulo si è basato sulla valutazione dei benefici attesi per ogni MW installato, rispetto ad uno scenario base in cui si ipotizza l'implementazione sul parco di generazione esistente degli ulteriori impianti di produzione già autorizzati. È stata simulata la produzione teorica del parco di generazione afferente le singole porzioni di rete 150 kV sulla base delle curve di durata della producibilità eolica rappresentano, per i diversi periodi dell'anno (inverno/estate) la producibilità che statisticamente e fotovoltaica ottenute partendo dai dati dell'energia immessa a consuntivo dagli impianti di generazione presenti sulle direttrici oggetto di analisi. Tali curve di durata rappresentano, per i diversi periodi dell'anno (inverno/estate) la producibilità che statisticamente sarà raggiunta con diversi livelli di probabilità sulle direttrici in esame.

In particolare, è stata determinata per ciascuna porzione di rete (cfr. Tabella 9 e Tabella 10) l'energia che può essere assorbita dai sistemi di accumulo in corrispondenza di riduzioni per congestione di rete dovuta all'elevata produzione da FRNP.

Tale valore è ottenuto considerando che l'energia tagliata in presenza di un limite di produzione pari a T è pari alla differenza, se positiva, tra la produzione attesa P in ogni scaglione di probabilità (prodotto tra la producibilità e la potenza installata) e il suddetto limite di produzione. In presenza di una capacità di accumulo pari a A , l'energia tagliata è pari alla differenza, se positiva, tra la produzione attesa P in ogni scaglione di probabilità e la somma tra il limite di produzione (l'energia "esportabile") e la capacità di accumulo A (l'energia "stoccabile").

Per quanto riguarda la valutazione del limite di produzione P sulla singola direttrice 150 kV, si è tenuto conto convenzionalmente della possibilità di ricorrere per metà delle ore dell'anno anche ad assetti di esercizio non standard, come l'assetto radiale, che come noto consente di aumentare la potenza immessa in rete ripartendola opportunamente su due rami della direttrice, ma a scapito della sicurezza e continuità del servizio.

Nell'ottica di sfruttare il massimo effetto prodotto da tali sistemi sulla rete, si è valutato il beneficio marginale di ogni MW aggiuntivo, determinando così la distribuzione di batterie più efficace per ciascuna direttrice. I sistemi di accumulo diffuso saranno ubicati nelle porzioni di rete che si prevedono critiche, al fine di ridurre il rischio di possibili modulazioni. Tale valutazione potrà altresì essere estesa ad altre porzioni di rete, qualora dovessero concretizzarsi criticità correlate a ulteriori nuove iniziative produttive da FRNP al momento in corso di autorizzazione.

Come riportato in Tabella 11, le valutazioni effettuate hanno evidenziato l'esigenza di una capacità di accumulo pari complessivamente a circa 240 MW, valore minimo funzionale a ridurre sensibilmente le congestioni individuate a livello locale, ma che al contempo può essere utilizzato per compensare la ridotta capacità di regolazione primaria del SEN31.

Utilizzo degli impianti di pompaggio con funzione di accumulo zonale per la produzione da FRNP

Gli impianti di pompaggio rappresentano una tecnologia consolidata da tempo. Anche nel nostro Paese sono stati installati, in particolare sull'arco alpino, per far fronte a diverse esigenze, tra cui quelle principalmente quelle di modulazione, tenuto conto che gran parte delle tipologie dei grandi impianti di generazione termoelettrica realizzati in passato erano modulabili con difficoltà.

La loro dislocazione geografica (Figura 53), prevalente nel Nord Italia, non li rende tutti pienamente utilizzabili per la risoluzione di alcune delle criticità su evidenziate introdotte dalle FRNP. Tuttavia, da un'analisi preliminare del territorio del Sud del Paese, si evidenzia la disponibilità di numerosi siti dove è tecnicamente possibile installare tali impianti di accumulo funzionali agli scopi citati. Tali impianti sono caratterizzati da notevoli prestazioni dinamiche (rampe elevate), garanzia di riserva pronta, e grande potenzialità di immagazzinamento di energia elettrica in relazione ai costi, che li rendono idonei a fornire servizi di rete e di regolazione per il sistema elettrico.

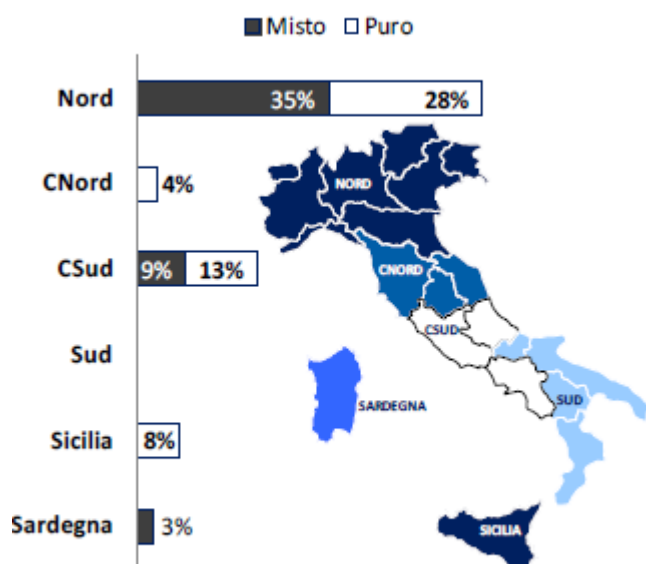


Figura 53: Attuale distribuzione zonale della capacità installata degli impianti di pompaggio

Inoltre, si evidenzia che gli impianti di pompaggio possono essere dimensionati in modo da offrire al sistema un utilizzo giornaliero, settimanale o mensile a seconda delle caratteristiche del sito individuato per il sistema di accumulo.

Analisi esigenze di regolazione del SEN e impiego di impianti di accumulo zonale

Sono state condotte analisi mirate per valutare, su un perimetro nazionale interconnesso e suddiviso in zone interne di mercato, i target di nuova capacità di accumulo zonale necessari per conseguire una consistente riduzione di Over Generation (di seguito OG) al fine di integrare la produzione da FRNP sul sistema nazionale. Dove per OG si intende surplus di generazione nazionale e/o zonale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno. Le simulazioni sono state condotte con un profilo orario di fabbisogno in configurazione “scenario base” nel medio periodo. Lo scenario base ipotizza un’applicazione più incisiva degli obiettivi di risparmio energetico e quindi un tasso medio annuo di crescita del fabbisogno contenuto pari allo 0,6% corrispondente ad un valore di 341 TWh all’anno orizzonte.

Nello scenario di richiesta di energia appena descritto si è implementato il più ragionevole degli sviluppi di nuova capacità eolica/fotovoltaica, coerente con lo scenario di riferimento adottato da Terna (cfr. par. 2.4.1) che tiene in conto, tra le informazioni di base, anche la capacità attualmente installata, i target attesi in termini di sviluppo della capacità eolica previsti dal Piano di Azione Nazionale e la riprevidone con il IV conto energia degli sviluppo di fotovoltaico. In queste ipotesi si può definire nel medio termine:

- 11 GW da eolico corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 19 TWh (Figura 54);
- 25 GW da fotovoltaico, corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete produzione di circa 30 TWh (Figura 55).

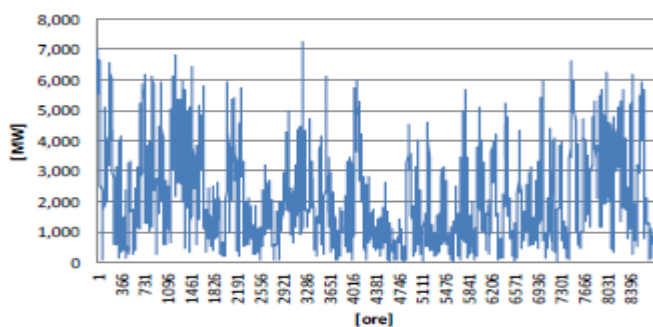


Figura 54 - Profilo annuale generazione eolica totale Italia medio termine(MW)

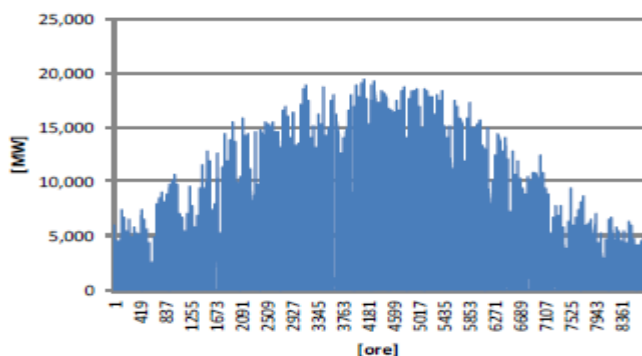


Figura 55 - Profilo annuale generazione fotovoltaico

Sul fronte degli sviluppi attesi sulla capacità di interconnessione con l'estero, rispetto allo stato attuale, le ipotesi sono in linea con quanto atteso nello scenario di riferimento confermando gli incrementi attesi sulla frontiera Nord e con i Balcani.

Inoltre nello scenario sono stati considerati nuovi limiti di scambio zonali risultato della migliore stima di entrata in servizio degli interventi di piano.

Gli studi hanno analizzato inizialmente un caso base definito market based in cui il sistema è stato analizzato considerando in sequenza le dinamiche ed i vincoli derivanti dallo schema di funzionamento dei mercati MGP ed MSD mediante simulazione deterministica su orizzonte annuale.

In particolare sulla simulazione MGP è stato implementato:

- modellizzazione dell'offerta sulle frontiere per la valutazione degli scambi attesi: è stata stabilita una relazione tra scambi sulle frontiere e prezzo zonale MGP nella zona di interconnessione (maggiore è il prezzo e maggiore è l'importazione; per prezzi molto bassi si considera possibile l'esportazione);*
- vincoli per gruppi in servizio perché assoggettati a cicli produttivi.*

Nella simulazione MSD in cui sono stati utilizzati gli scambi con l'estero così come determinati su MGP sono stati implementati i seguenti vincoli:

- minima produzione termica in esercizio per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, regolare la tensione in rete per assicurare i migliori standard di qualità del servizio e garantire tutti i servizi ancillari di sistema;*
- riserva primaria sul sistema italiano interconnesso, indispensabile per garantire la stabilità dinamica al verificarsi di contingenze o fluttuazione della potenza immessa in rete ed evitare il rischio di black out;*
- riserva terziaria termica a salire ed a scendere ipotizzando il verificarsi della più gravosa contingenza di perdita di immissione di potenza in rete tra le unità produttive in servizio, l'errore di previsione del fabbisogno di energia e gli errori di previsione della produzione fotovoltaica ed eolica;*
- vincoli di flessibilità delle unità termiche in esercizio al fine di simulare correttamente la reale disponibilità degli impianti.*

Infine per poter verificare la corretta interpretazione dei vincoli in particolar modo legati agli impianti termoelettrici minimi da tenere in servizio per garantire la sicurezza del sistema, sono state fatte alcune tarature del modello esportando alcuni snapshot dell'analisi deterministica e verificandoli mediante dettagliati calcoli di rete.

Nello scenario così descritto si evidenzia una OG di circa 5 TWh pari a circa l'8% dell'energia producibile da FRNP, ossia una maggior produzione delle unità di produzione rispetto al carico effettivo dovute ai vincoli sopra descritti. In uno scenario reale tale OG comporterebbe riduzioni della produzione delle FRNP e/o dell'import dall'estero per assicurare il necessario bilancio carico produzione del sistema elettrico. Per quanto riguarda i valori di OG più elevati si evidenzia che in alcune ore dell'anno tali valori possono raggiungere circa 8000 MW. L'OG è attribuibile per circa il

70% ad un problema di bilancio complessivo a livello nazionale e per il restante 30% a congestioni delle sezioni critiche ripartita come in Figura 57.

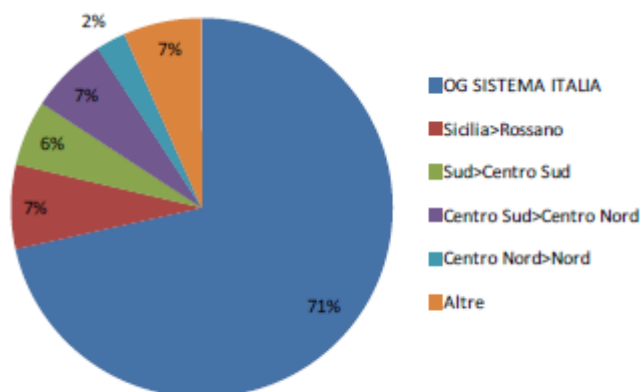


Figura 57 – Distribuzione OG caso “market based”

Come si evidenzia in Figura 58 e Figura 59 i giorni in cui si rilevano OG più elevate sono i giorni festivi in particolar modo nei mesi da maggio a settembre in corrispondenza di periodi di basso fabbisogno e alta produzione rinnovabile in particolare fotovoltaica. In Figura 58 e Figura 59 è rappresentata l'incidenza dell'OG percentualmente e per classi di entità essendo rappresentato non solo il numero di ore in cui si è verificata l'OG ma anche l'entità della stessa.

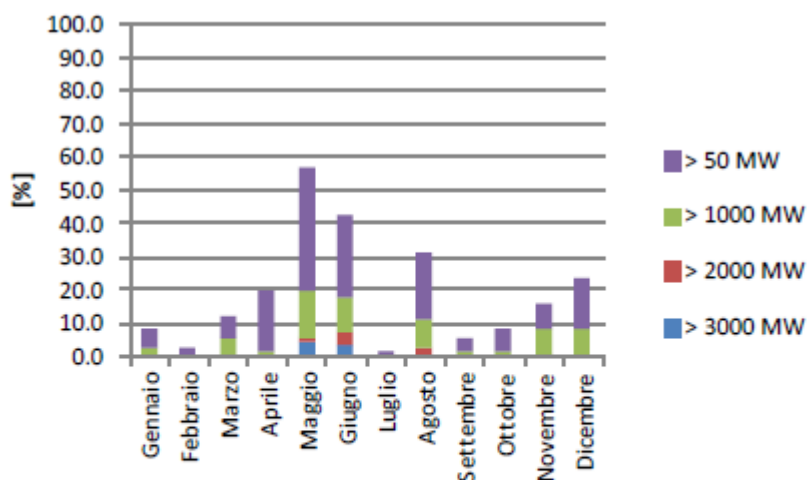


Figura 58 – Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali)

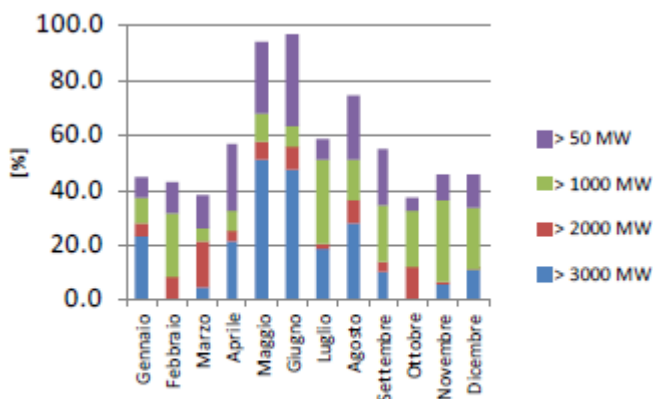


Figura 59 – Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi)

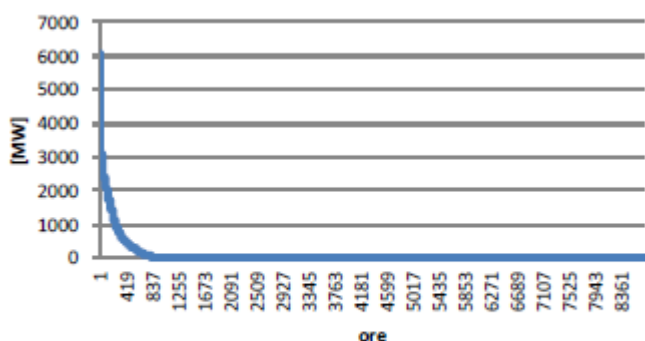


Figura 60 – Curva di durata OG caso “pompaggi esistenti +riduzioni di NTC”

Come primo scenario è stato simulato il pieno sfruttamento degli impianti di pompaggio esistenti ai fini della riduzione di OG.

L’effetto in termini di riduzione di OG è di circa 1600 GWh pari a circa il 30% dell’OG iniziale.

In seguito è stato simulato uno scenario in cui, oltre alla precedente contromisura, si procede a programma anche ad opportune riduzioni di NTC per limitare l’import con l’estero in modo da ridurre il più possibile l’OG.

In questo contesto, come si evince da Figura 60 l’OG si riduce di circa 4,2 TWh pari all’85% dell’OG iniziale con valori massimi non superiori a 6000 MW.

La Figura 61 mostra come a seguito della riduzione dell’import l’OG rimanente è prevalentemente quella attribuibile alle congestioni tra zone.

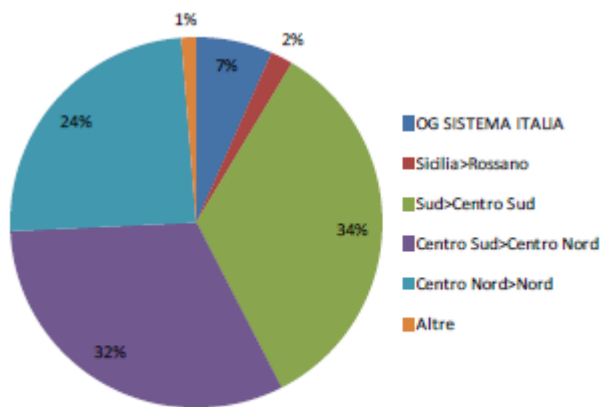


Figura 61 – Distribuzione OG caso “pompaggi esistenti +riduzioni di NTC

Benché efficaci le azioni intraprese non sono risolutive per la minimizzazione dell’OG.

Nelle successive simulazioni pur considerando le contromisure adottate nei casi precedenti sono stati inseriti anche nuovi impianti di pompaggio.

Da numerose simulazioni effettuate è emerso che la localizzazione degli impianti di pompaggio è più efficace se installati nelle zone Sud e Sicilia per una capacità equivalente complessiva in energia di accumulo 32 fino a circa 9 – 12 GWh. Tali effetti positivi tendono tuttavia a ridursi al crescere della ulteriore potenza installata.

In conclusione l’adozione di tutte le contromisure disponibili, oltre all’installazione delle citate nuove unità di accumulo zonale consente una riduzione dell’OG complessiva di circa 4,7 TWh ed una OG residua di circa 300 GWh pari a circa il 6% di quella iniziale del caso di riferimento.

Si evidenzia altresì che gli impianti di pompaggio oltre a ridurre l’OG forniscono al sistema elettrico benefici effetti in termini di servizi di riserva (primaria e terziaria) e consentono una minore modulazione dell’import dall’estero quantificabile in circa 1,2 TWh.

5.5 Analisi esigenze capacità di regolazione da impianti di pompaggio

Come descritto al par. 2.5.6, sono stati svolti studi ed analisi per valutare le esigenze di regolazione e bilanciamento del sistema elettrico nazionale nello scenario di medio periodo caratterizzato da un ulteriore forte sviluppo delle FRNP.

Tali valutazioni hanno messo ben in evidenza l’impatto della nuova produzione rinnovabile, con rischi di non riuscire ad equilibrare il sistema (a livello sia nazionale che zonale) in condizioni di basso fabbisogno ed elevata produzione da FRNP e conseguentemente la necessità di utilizzare, ben al di là delle prassi attuali, tutte le risorse di regolazione esistenti. Sono stati anche valutati i positivi effetti derivanti dall’installazione di nuove unità di accumulo zonale mediante pompaggio al Sud e in Sicilia, che consentirebbero di evitare significative quote di OG sul sistema e garantirebbero ulteriori benefici in termini di risorse rese disponibili per fornire servizi di riserva e ridurre il ricorso alla modulazione dell’importazione.

Nell’ambito degli studi in corso, Terna ha avviato un primo screening dei bacini idrici esistenti nel Centro-Sud e nelle Isole maggiori volto ad individuare siti idonei alla costruzione di impianti di pompaggio di potenza rilevante, valutandone l’impatto sul sistema elettrico nazionale in funzione degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti per i prossimi anni.

In questo quadro si inserisce l'avvio di una analisi di fattibilità tecnica per un impianto di pompaggio da collegare sulla rete calabra a 380 kV al fine di garantire la dispacciabilità in sicurezza delle numerose FRNP della Sicilia e della Calabria, compensando nei periodi di basso carico anche l'esigenza di sistemi di regolazione delle tensioni.

A queste condivisibili considerazioni è il caso di precisare che già nel 2011 Terna ha previsto nel Piano di Sviluppo della rete l'installazione di 130 MW di batterie. Tali installazioni permetteranno di realizzare una modulazione di energia prodotta da fonti rinnovabili per circa 230 GWh/anno e forniranno riserva pronta aggiuntiva per circa 410 GWh/anno. I primi sistemi di accumulo, già utilizzati in altri Paesi ma mai impiegati sinora in Italia, andranno a localizzarsi nelle province di Foggia, Avellino, Salerno e Benevento. Ai benefici ambientali e di sicurezza, si aggiungono i benefici economici previsti per i consumatori. A fronte di investimenti di 29 milioni di euro per l'installazione delle batterie, i risparmi per il sistema previsti ammontano a più del doppio, ossia a 60 milioni di euro; questi benefici economici derivano soprattutto dalla riduzione della mancata produzione e dalla costituzione di una riserva di energia a costi contenuti (vedi Rapporto TERNA).

Inoltre TERNA nel Rapporto Ambientale 2011 Volume Regione Campania alla luce del suo ruolo di società responsabile (pubblico concessionario) in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione, che opera nel rispetto dei principi di trasparenza, neutralità e non discriminazione non può eludere gli indirizzi di applicazione della VAS relativa al Piano di Sviluppo della Rete Elettrica Nazionale. Il documento è frutto del lavoro svolto dal Tavolo tecnico bilaterale previsto nel Protocollo d'intesa sottoscritto, in data 21 luglio 2004, da Terna e dalla Regione Campania. Anche in questo Rapporto Ambientale non si riscontrano previsioni legate alla necessità di localizzare alcun tipo di impianto di regolazione finalizzato all'accumulo dell'energia prodotta dai numerosi parchi eolici installati nell'area compresa tra Benevento e Foggia. La congestione invece verrà risolta con il potenziamento della rete a 380kV ed infatti sono stati pianificati gli interventi per la nuova stazione 380 kV da collegare alla linea 380 kV "Foggia – Benevento II", il suo collegamento alla rete 150 kV mediante nuovi raccordi agli impianti di Celle S. Vito, Roseto, Savignano, CP Troia ed Eos 1 Troia e le attività programmate per la nuova SE 150 kV a Foiano, l'ampliamento delle SE 150 kV di Roseto e di Celle S. Vito e l'adeguamento in doppia sbarra della SE di Montefalcone. La realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da inserire sulla linea a 380 kV "Foggia – Candela" e il suo collegamento alla rete AT, AAT, sarà finalizzata a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area compresa tra Foggia e Melfi (PZ). Grazie agli interventi in oggetto sarà possibile ridurre le previste congestioni sulla rete 380 kV e 150 kV, "liberando" nuova capacità produttiva in Puglia e sul versante adriatico, compresa quella da fonte eolica prevista nell'area di Candela.

Ma alla luce del Rapporto Ambientale è interessante analizzare i Criteri ERA/ERPA, condivisi con la Regione e gli EE.LL., che sono stati approvati con delibera di G.R. Campania il 18/01/2006. Questi criteri riguardano la localizzazione del sistema distributivo, e per la verità il tracciato dell'elettrodotto proposto da REC, opera connessa alla centrale idroelettrica, che invece sarà esercito da TERNA non attraversa territori inseriti tra quelli specificamente da escludere. Ma applicando con trasparenza i criteri approvati per la VAS Regionale vogliamo denunciare che le opere essenziali per l'installazione dell'impianto di pompaggio ricadono all'interno di aree classificate come aree di instabilità o in erosione, aree classificate a pericolo di dissesto di versante, di tipo reale, da molto elevato (P4) ad elevato (P3) che sono quindi aree da escludere se si vuole applicare senza infingimenti e rigorosamente i criteri suddetti.

IL BACINO DI MONTE ALTO

LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO SISMICO.

E' evidente che la localizzazione delle nuove opere previste per la realizzazione dell'impianto proposto è risultata alla stessa proponente società REC e alla stessa Commissione VIA fortemente condizionata dalla struttura altamente sismica dell'area prescelta.

Non a caso il quesito iniziale dell'ISPRA ha indotto la REC a produrre ulteriori relazioni ed indagini al fine di superare quanto relazionato in via preliminare nel documento " **APPENDICE 06** *Rapporto CNR-IDPA: Inquadramento geologico e aspetti sismologici dell'area dell'invaso di Campolattaro a cura del dott. S. Chiesa*". Le conclusioni della suddetta relazione escludono in modo assoluto di poter localizzare il nuovo bacino di monte in località Monte Alto per le seguenti motivazioni : " **5.4 CONCLUSIONI** - *L'area indagata si pone in una tra le aree con il maggiore potenziale sismogenetico e i maggiori valori di pericolosità sismica dell'intera penisola italiana. Questa osservazione è giustificata (1) dai dati di sismicità storica (2) dalle informazioni sismotettoniche reperite in letteratura e (3) dalle analisi di pericolosità sismica più recenti.*

L'orientazione e la cinematica delle strutture tettoniche distensive più importanti poste nei settori prossimi l'area indagata appaiono coerenti con l'attuale regime geodinamico (Pondrelli et al., 2005). Il quadro sismotettonico nel suo complesso si compone di strutture tettoniche distensive con trend appenninico, quelle con il maggior potenziale sismogenetico, e da strutture distensive secondarie ad andamento E-O lungo cui, in alcuni casi, si sviluppano sciami sismici con eventi principali di magnitudo medio-bassa.

L'elevata frammentazione non esclude localmente la presenza di sistemi di discontinuità locali con andamenti diversi. La località indagata è in prossimità di alcune delle principali strutture distensive e in particolare nelle vicinanze delle faglie presumibilmente responsabili della generazione di due tra gli eventi tra i più distruttivi registrati in epoca storica nell'area del Sannio e del Matese: l'evento del 1456 e quello del 1688. Le dimensioni stimate di questi eventi, qualora si ripetessero, rendono plausibile l'occorrenza di elevati valori di scuotimento sismico, fenomeni di fagliazione superficiale, innesco dinamico di instabilità di versante e occorrenza di fenomeni di liquefazione.

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'indagine eseguita ha permesso di delineare lo stato delle conoscenze di tipo geologico, strutturale e sismotettonico dell'intera area interessata dal progetto. La geologia evidenzia una complicata struttura dovuta alla presenza di varie unità tettoniche i cui contatti risultano in parte intersecati da strutture recenti alcune delle quali individuate come sismogenetiche.

Si raccomanda di valutare un'ubicazione differente dell'invaso da realizzare, ricercando un'area che presenti minori criticità geologiche e geomorfologiche."

In risposta al quesito dell'ISPRA, la REC ha prodotto una nuova relazione -**APPENDICE 05** - *Rapporto CNR-IGAG: Valutazione della pericolosità legata a potenziali fenomeni di fagliazione superficiale nell'area della conca di Monte Alto a cura di P. Galli, B. Giaccio e P. Messina, che conferma, e d'altra parte era inevitabile, il grave quadro sismogenetico del sito specificamente di Monte Alto, differenziandosi dallo studio di Chiesa sulla probabilità della fagliazione di superficie a Monte Alto quale effetto degli eventi sismici attesi nella zona di costruzione della nuova Diga che fungerebbe da serbatoio di Monte dell'impianto idroelettrico invasando ben 7 milioni di mc.*

Le conclusioni della seconda Relazione confermano quanto esposto : "Da quanto esposto in precedenza, emerge che il sito di Monte Alto è ubicato all'interno della fascia sismogenetica

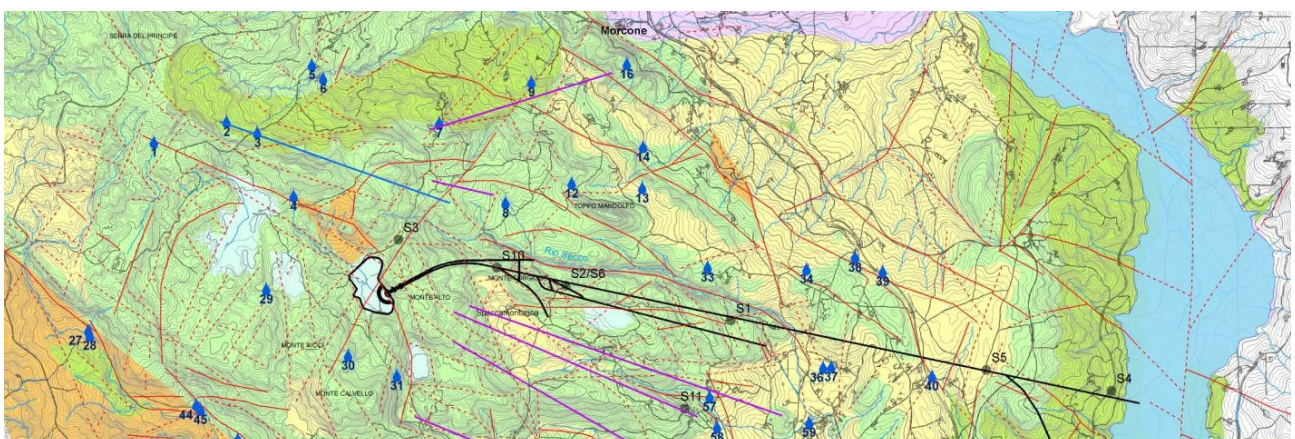
primaria dell'Appennino meridionale (Figg. 1, 3), sede dei principali terremoti italiani ed in particolare in area epicentrale degli eventi con $M_w > 6.6$ del 5 Dicembre 1456 e 5 Giugno 1688 (Figg. 4-5). Di conseguenza, così come qualunque altro sito posto all'interno o in prossimità di detta fascia (vedi Fig. 2), il bacino di Monte Alto è stato e presumibilmente sarà soggetto a forti accelerazioni in occasione di futuri terremoti caratterizzati da rilasci energetici simili a quelli degli eventi summenzionati.

Tuttavia, il rilievo di campagna, integrato allo studio delle fotografie aeree e delle prospezioni geofisiche e geognostiche eseguite nel sito permettono di escludere che l'area di futuro invaso possa essere interessata da fenomeni di fagliazione di superficie connessi alle sorgenti di detti terremoti o di altri consimili, non esistendo, di fatto, indizi di alcun genere – né geologici né morfologici - che possano suggerire il contrario."

Tale quadro è confermato e precisato anche all'interno del Rapporto Conclusivo Cancelli - Cod. 185C007T05_0 - ove si afferma quanto segue : "**2.3.2 Forme connesse a processi tettonici** - I processi tettonici sono molto significativi nell'area di studio ed hanno modellato intensamente il paesaggio a diverse scale. Sia i processi carsici sia quelli gravitativi presentano importanti controlli strutturali dovuti alla presenza di faglie e sovrascorrimenti attivi. Nella Carta Geomorfologica sono stati riportati i lineamenti morfo-strutturali rilevati da fotointerpretazione. (Rapporto conclusivo Cancelli cod. 185C007T05_0).

Le caratteristiche morfologiche principali sono tipiche di queste valli dell'Appennino centrale. Gli elementi morfologici sono costituiti dalle dorsali montuose presenti a Ovest (Toppo Mondolfo, Toppo Mangialardo) cui si contrappone l'ampio solco fluviale scavato dal F. Tammaro ad Est.

I lineamenti predetti seguono ed insistono lungo le principali linee tettoniche riconosciute nell'area, distribuite secondo direzione N-S (direzione principale su cui si è impostato questo tratto di valle) o antitettonica, in direzione NO-SE, determinando i gomiti fluviali riconoscibili a monte dell'area di interesse. La parte rimanente del reticolo fluviale principale si imposta anch'essa sul fitto sistema di faglie riconosciute nell'edificio calcareo, determinando un drenaggio sostanzialmente Est-vergente nell'area specifica. I due principali corsi d'acqua (il Rio Secco ed il Vallone Lenticello) si sviluppano in direzione circa Ovest-Est rispettivamente a Nord e a Sud del tracciato principale delle opere; le valli dapprima appaiono molto incise (nei calcari) poi, a quote minori verso Est, viepiù aperte (nei Flysch prevalentemente terrigeni)."



In relazione al quadro sismico accertato della zona, è evidente che non è necessario aggiungere ulteriori dati tecnici e considerazioni, vista la mole di indagini che nel corso degli anni hanno consentito di fornire lo scenario completo dal quale si deriva che tra la presenza di faglie attive vi è

quella principale sismogenetica sulla quale in maniera del tutto improvvida viene collocato da REC il previsto nuovo Bacino di Monte Alto.

A tale proposito si preferisce, al contrario, evidenziare che REC non ha tenuto in conto alcuno sia nelle conclusioni che nelle varie opzioni, ivi inclusa l'opzione zero, che la realizzazione delle opere in tale situazione sismica impedisce l'applicazione degli alti livelli di protezione richiamati ed imposti dal Principio di Precauzione di cui al Trattato di Maastricht che all'art. III-233 così recita:

“La politica dell’Unione Europea in termini di ambiente deve avere lo scopo di raggiungere alti livelli di protezione tenendo conto della diversità delle situazioni nelle varie regioni dell’Unione. Deve essere basata sul principio di precauzione e sui principi che giustificano l’azione preventiva”. Il principio di precauzione applicato ai fatti ambientali fu ripreso nel Trattato di Maastricht dalle dichiarazioni dell’Earth Summit di Rio del 2003, secondo le quali: “nei casi in cui le minacce ambientali di un potenziale evento sono catastrofiche, l’ignoranza non è una condizione sufficiente per non agire e non prendere delle precauzioni”.

Alla luce di tali risultanze e del fatto che nelle zone oggetto dell'intervento sono attesi eventi sismici catastrofici, la Commissione VIA è chiamata espressamente ad escludere la fattibilità delle opere proposte dalla REC.

L'IMPATTO DELL'OPERA SULL'ACQUIFERO.

Il principale impatto delle opere legate alla costruzione del nuovo bacino di Monte Alto è costituito sicuramente dall'incidenza sulle strutture acquifere rilevate sul territorio e in generale sulla parte alta dell'area interessata dalle opere.

Nella relazione dello studio Cancelli è affermato quanto segue : *“ Sin dalle prime fasi dello studio è stato riscontrato come ambito maggiormente critico il sito del Bacino di Monte Alto e più in generale la parte alta dell’area interessata dalle opere. Infatti, è questa la parte di territorio che contribuisce in modo principale alla ricarica dell’acquifero connesso alle sorgenti utilizzate per uso idropotabile.”.*

Tale premessa è sicuramente condivisibile ma non altrettanto la successiva allorché si afferma che: *“ Verificato che vi sia una connessione diretta tra le acque che attualmente si invasano nel Bacino di Monte Alto e le sorgenti di valle, lo studio ha stabilito che le opere previste, quali il canale di gronda ed il sistema di drenaggio, sono in grado di consentire l’infiltrazione della risorsa idrica, non più invasabile nel Bacino, in un’area che resta comunque a monte delle sorgenti di interesse. Questo permette di mantenere preservata la risorsa idrica utilizzabile a fini idropotabili.”.*

Tali affermazioni sono clamorosamente smentite dalla sommaria verifica degli elaborati grafici del progetto quali la Planimetria Generale Pr., il 483-01E-DDB 302, 483-01E-DDB-110B, 483-01E-ETRDA-040B. Infatti la maggiore preoccupazione dei tecnici che hanno elaborato specificamente il progetto del nuovo invaso a Monte Alto è stata quella di assicurarsi l'eliminazione delle acque presenti e circolanti negli strati superficiali del Bacino di Monte Alto, giustamente definito in questa maniera perché esso è una struttura epicarsica, che funge da primaria superficie di ricarica delle strutture acquifere che alimenta le numerose sorgenti (ben 74) alcune delle quali alimentano gli acquedotti dei Comuni circostanti, come successivamente evidenziato nelle presenti osservazioni. A tale proposito si richiama la catalogazione delle sorgenti di Monte Alto eseguita dal Dott. Uccelletti.

Dagli elaborati citati risulta evidente che il canale di gronda svolgerebbe la funzione di raccogliere i deflussi superficiali drenati dal bacino imbrifero e di convogliarli verso valle, **nel Rio Secco**, oppure di recapitarli nell'invaso di Monte Alto, nel caso di portate di piena dell'invaso stesso. **Il recapito di questa quota di acque raccolta dal canale di gronda nel Rio Secco esclude che le stesse possano infiltrarsi e pertanto alimentare le risorse idriche collocate a valle.** Niente di più errato!

Il Rio Secco, pertanto, subisce vari impatti: la porzione iniziale della propria asta viene ricompresa nell'area occupata dalla costruzione della nuova diga che fungerà come serbatoio di accumulo per la centrale idroelettrica;

il suo alveo costituito sin dal suo tratto sommitale da sponde incassate e con accentuata pendenza verrà con buona probabilità alimentato da deflussi che da stagionali diverrebbero pressoché perenni;

a questo punto bisognerà pure trovare una nuova denominazione per questo corpo idrico.

Il sistema di drenaggio previsto dagli elaborati grafici sopraindicati prevede invece la captazione delle acque circolanti al di sotto del fondo del bacino impermeabilizzato (circa 40 Ha) con geomembrana. La rete di tubi microfessurati convoglia stabilmente le acque attraverso un cunicolo di drenaggio che recapita a sua volta il flusso idrico all'interno della presa di scarico del serbatoio di Monte Alto, che defluisce all'interno del canale di scarico dell'invaso stesso andando a sfociare sempre nel Rio Secco!

Tale sistema di captazione e convogliamento esclude con tutta evidenza che le acque che oggi ricaricano il bacino endoreico di Lagospino, la circolazione epicarsica di Monte Alto, le sorgenti di valle e gli acquedotti della zona possano continuare a svolgere tali funzioni essenziali.

Le risultanze degli elaborati di progetto smentiscono clamorosamente anche le risposte fornite dal proponente che alla pagina 29 del documento denominato Doc.No.10-689-H16 Rev.0 testualmente sostiene quanto segue: "*Considerando le caratteristiche idrogeologiche e litologiche dell'area, si ritiene che le opere non comportino aumento della vulnerabilità delle sorgenti, sia in termini di rischio di variazioni delle portate, sia in termini di rischio di contaminazione. Nel primo caso, come sopra detto, le opere garantiscono la ricarica delle sorgenti. Nel secondo caso, la presenza della gronda e del relativo sistema di drenaggio dovrebbe permettere una più regolare e rapida infiltrazione dell'acqua rispetto alla situazione attuale, in cui l'acqua ristagna per diversi mesi dell'anno nel bacino.*".

Le opere, al contrario, impattano senza alcun dubbio sulla delicata circolazione dell'acquifero di Monte Alto sottraendo la preziosa risorsa permanentemente, dirottandola e riversandola, in più punti, completamente nell'alveo del Rio Secco. Con ciò viene impedita la funzione di ricarica di tale imponente acquifero, che inevitabilmente andrà nel tempo a risentirne per il rischio di ridotta ricarica dei volumi idrici fino a conseguenziali esaurimenti.

Tutte le disposizioni di legge Comunitarie, Nazionali e locali tutelano l'acqua quale risorsa e quale bene pubblico e, conseguentemente, le aree di ricarica delle falde destinate al consumo umano. Non si può, pertanto, prescindere da tale regime di tutela e autorizzare quella che si prefigura come l'ennesima derivazione in favore dell'impianto di acque pubbliche.

RILEVANZA DELL'ACQUIFERO DI MONTE ALTO.

Il D.Lgs. n.152/2006 agli artt. 144 e 146 si prefigge la tutela delle acque pubbliche sotterranee e superficiali, in quanto demaniali, prevedendo anche il risparmio idrico (v. lett. h) mediante

l'individuazione delle aree di ricarica della falda con l'adozione di misure di protezione e gestione atte a garantire il processo di ricarica quantitativamente e qualitativamente idoneo.

Ciò premesso, l'Associazione Altrabenevento rileva che il gravoso ingombro dell'impianto determinerà un enorme impatto negativo sul meccanismo di ricarica non solo delle numerosissime sorgenti poste a valle, ma anche della Sorgente classificata n.29 corrispondente con la sorgente carsica denominata Lagospino, che ha la portata maggiore di tutte le sorgenti, quantificata in 300 l/s.

Ciò sarà determinato dalla estesa impermeabilizzazione di ben 400.000 mq. del Bacino di Monte Alto oltre che dalle opere situate nella parte alta. " è questa la parte del territorio che contribuisce in modo principale alla ricarica dell'acquifero connesso alle sorgenti utilizzate per uso idropotabile" (v. Rapporto conclusivo Studio Cancelli pag. 97).

Nonostante i numerosi studi tecnico-scientifici sulla componente idrologica interessata dalle opere dell'impianto, non si è trovato alcun riferimento al sistema di pianificazione e programmazione del settore idrico, quale è il Piano Regolatore Generale degli Acquedotti, che fu approvato con D.P.R. 03/08/1968. Il Piano aveva una proiezione temporale di circa 50 anni dal momento che individuava il numero degli abitanti serviti e il fabbisogno idrico a tutto il 2015, per ogni Comune, tenendo presenti la disponibilità attuale al 1963, la integrazione, lo schema acquedottistico di riferimento e le fonti che alimentavano il medesimo schema.

Nel Piano d'Ambito dell'ATO n.1 Calore Irpino si specifica che l'unico strumento ufficiale di pianificazione e programmazione nel settore idrico, a livello di disponibilità e necessità idropotabile, è rappresentato dal PRGA.

I principali schemi acquedottistici della zona riportati nel PRGA risultano essere :

1) **Schema n.24** - portata complessiva assegnata 21.97 l/s - Fonti: Sorgente Acquaspasa, S. Tre Fontane, S. Russo - Comune di Morcone. livello di attuazione : attuato.

2) **Schema n.54** - portata complessiva assegnata 60.37 l/s. - Fonti: Sorgenti Le Cotte, S. Muriaturo, S. Tre Fontane, S. dei Tofi, S. Acqua del Campo, S. Le Grotte, S. Sorgenza. Comune di Pontelandolfo. Livello di attuazione: attuato.

3) **Intervento n.39** "Ristrutturazione dell'acquedotto del Lente". Comuni interessati : Pontelandolfo, Casalduni, San Lorenzo Maggiore.

4) **Intervento n.40** "Ristrutturazione dell'Acquedotto Grotte di Fragneto Monforte". Comuni interessati : Pontelandolfo, Casalduni, Fragneto Monforte e Fragneto L'Abate.

La diretta connessione rilevata nelle conclusioni dello studio Cancelli con le acque del Bacino di Monte Alto e le sorgenti di valle mettono evidentemente a rischio il sistema di rifornimento idropotabile attualmente esistente ed in via di potenziamento, del quale non si è in alcun modo trattato e valutato nella documentazione del proponente.

La Commissione VIA, pertanto, non può eludere la pesantissima incidenza che la realizzazione della Centrale avrà sul drenaggio delle acque e sul sistema acquedottistico che insiste nella zona.

GLI IMPATTI SUGLI ECOSISTEMI DEI SIC E DELLA RETE NATURA 2000.

La V.I.A. attualmente comprende anche la V.I. , che nella fattispecie si rende necessaria a norma di legge in quanto le opere proposte ricadono direttamente, oltre che su beni oggetto di tutela a carattere generale, anche nello specifico su 2 SIC e indirettamente su altri 2. Nell'area della Diga di Campolattaro è istituita l'OASI la cui gestione è affidata al WWF, soggetto titolato ad esprimere il parere sulle opere.

La V.I. sembra derivare prevalentemente da letteratura, come già rilevato dall'ISPRA, e non considera affatto tra gli impatti permanenti la movimentazione delle acque tra Monte Alto e Campolattaro, già esaminata in queste osservazioni. Inoltre, non si fa riferimento agli impatti sulla ittiofauna presente nell'Oasi di Campolattaro, che verrà investita da imponenti flussi della derivazione delle acque, nelle fasi di turbinaggio e pompaggio, e quindi nella fase di esercizio dell'impianto. Non è stata considerata una qualsiasi misura di protezione da applicarsi all'imbocco del canale di derivazione posto verso il fondo della Diga di Campolattaro alla quota di 349 mt. s.l.m. Né tantomeno si fa riferimento, tra gli impatti persistenti, sempre nella fase di esercizio dell'impianto, alla sottrazione di risorse idriche.

E' opportuno ribadire anche in questa sede l'attuale sottrazione legislativa dei suoli destinati all'uso agricolo ove è esclusa la realizzazione di infrastrutture, con lo scopo di evitare il consumo di suolo. Poichè buona parte dei terreni interessati dalle opere sono inseriti anche nei SIC, è evidente che si andrebbero ad alterare le percentuali di matrice ambientale.

Inoltre, poichè l'attività dell'impianto nella fase di esercizio deve essere definita quale attività produttiva, è evidente che le acque che vengono scaricate dopo la fase del turbinaggio e recapitate nelle acque della diga di Campolattaro, devono essere assoggettate alla disciplina degli scarichi di cui al D.Lgs. n.152/06 ed alla disciplina di tutela dello stato delle risorse (artt. 94 e 101 T.U.A.).

LA COMPATIBILITA' TERRITORIALE DELL'IMPIANTO

Il sistema di tutela ambientale delineato dal PTCP di Benevento (vedi Relazione Paesaggistica pag.) esclude la compatibilità dell'intervento proposto con le prescrizioni dettate dallo strumento di Pianificazione con riferimento alle NTA (vedi artt. 16, 17, 29). Inoltre è previsto nei progetti strategici prioritari del sistema ambientale (vedi Parte Programmatica PTCP) quanto segue: *"Inoltre nella tavola C 1 è indicato, tra i progetti prioritari quello relativo al completamento ed alla utilizzazione della "Diga di Campolattaro", che prevede la simbiosi di tre elementi chiave: Acqua-Energia-Paesaggio, attraverso la potabilizzazione delle acque, la creazione di energia idroelettrica e la definizione delle aree di interesse naturalistico al contorno della Diga, con finalità turistiche e sportive"*. E' evidente dal successivo paragrafo che le previsioni programmatiche del PTCP sono state cucite addosso al progetto REC laddove si afferma che: " Il Progetto E3 (Progetto Strategico Prioritario del Sistema di Tutela e Valorizzazione delle Risorse Energetiche) è definito come il "progetto perfetto" della "Diga di Campolattaro", dove le caratteristiche infrastrutturali dell'intervento si sposano con le peculiarità ambientali del sito e con la possibilità concreta di sviluppo "sostenibile" dell'area, anche finalizzata alla produzione di energia. Tale progetto riguarda, oltre che la potabilizzazione delle acque e la definizione delle aree di interesse naturalistico al contorno della Diga, con finalità turistiche e sportive, anche la creazione di energia idro-elettrica (500 MW), secondo il progetto che già da anni sta portando avanti la Provincia di Benevento, attraverso un modello progettuale che prevede la simbiosi di tre elementi chiave:

Acqua-Energia-Paesaggio. Tale progetto prevede l'investimento di circa 600 M.Euro per la realizzazione di un bacino di supporto a monte dell'area della Diga di circa 38 ettari (6 milioni di m3) nella conca naturale di "Monte Alto", di una serie di gallerie per il collegamento tra i due laghi e di un elemento di "sfiato", unico visibile dal punto di vista paesaggistico."

Nel ribadire che le previsioni della parte Programmatica del PTCP sono comunque sottoposte alle prescrizioni delle NTA che all'art. 29 prevedono la inedificabilità delle aree oggetto dell'intervento, (Art. 29 – *"Prescrizioni per i corsi d'acqua principali e secondari" è riportato quanto segue: "ferma restando anche la disciplina dei vigenti PTP nelle more della formazione del Piano paesaggistico regionale di cui alla LRC No. 13/2008, nelle "zone di tutela ordinaria" sono ammesse unicamente, nel rispetto di ogni altra disposizione di legge o regolamento in materia, e comunque previo parere favorevole dell'ente od ufficio preposto alla tutela idraulica: [...] l'effettuazione di opere idrauliche, sulla base di piani, programmi e progetti disposti dalle autorità preposte, la realizzazione di impianti tecnici di modesta entità, quali cabine elettriche, cabine di decompressione per il gas, impianti di pompaggio per l'approvvigionamento idrico, irriguo e civile, e simili, [...] nonché le attività di esercizio e di manutenzione delle predette opere; [...] sono ammesse esclusivamente, nel rispetto di ogni altra disposizione di legge o regolamento in materia, e comunque previo parere favorevole dell'ente od ufficio preposto alla tutela idraulica [...] l'effettuazione di opere idrauliche, sulla base di piani, programmi e progetti disposti dalle autorità preposte; le estrazioni di materiali litoidi negli invasi ed alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua sono disciplinate dalle norme regionali"*).

si contesta che le suddette previsioni sono comunque contrarie anche alle richiamate disposizioni dell'art. 36 D. lgs. n. 93/11. Le previsioni energetiche sulla RTN non sono di competenza della Provincia di Benevento e pertanto la richiamata potenza della centrale (500MW) non ha alcun fondamento né può essere inteso a favore della REC.

CONCLUSIONI

Per tutto quanto esposto si chiede che la Commissione VIA preliminarmente rigetti l'istanza della REC in quanto incompatibile con la normativa vigente; in subordine esprima parere negativo sul progetto denominato "Impianto di Regolazione Idroelettrico Bacino di Campolattaro".

Si allega copia della delibera di Giunta Provinciale n.600 del 12 ottobre 2010 con allegato schema di convenzione.

Associazione Altrabenevento

Gabriele Corona

Vincenzo Fioretti

Alessandra Sandrucci