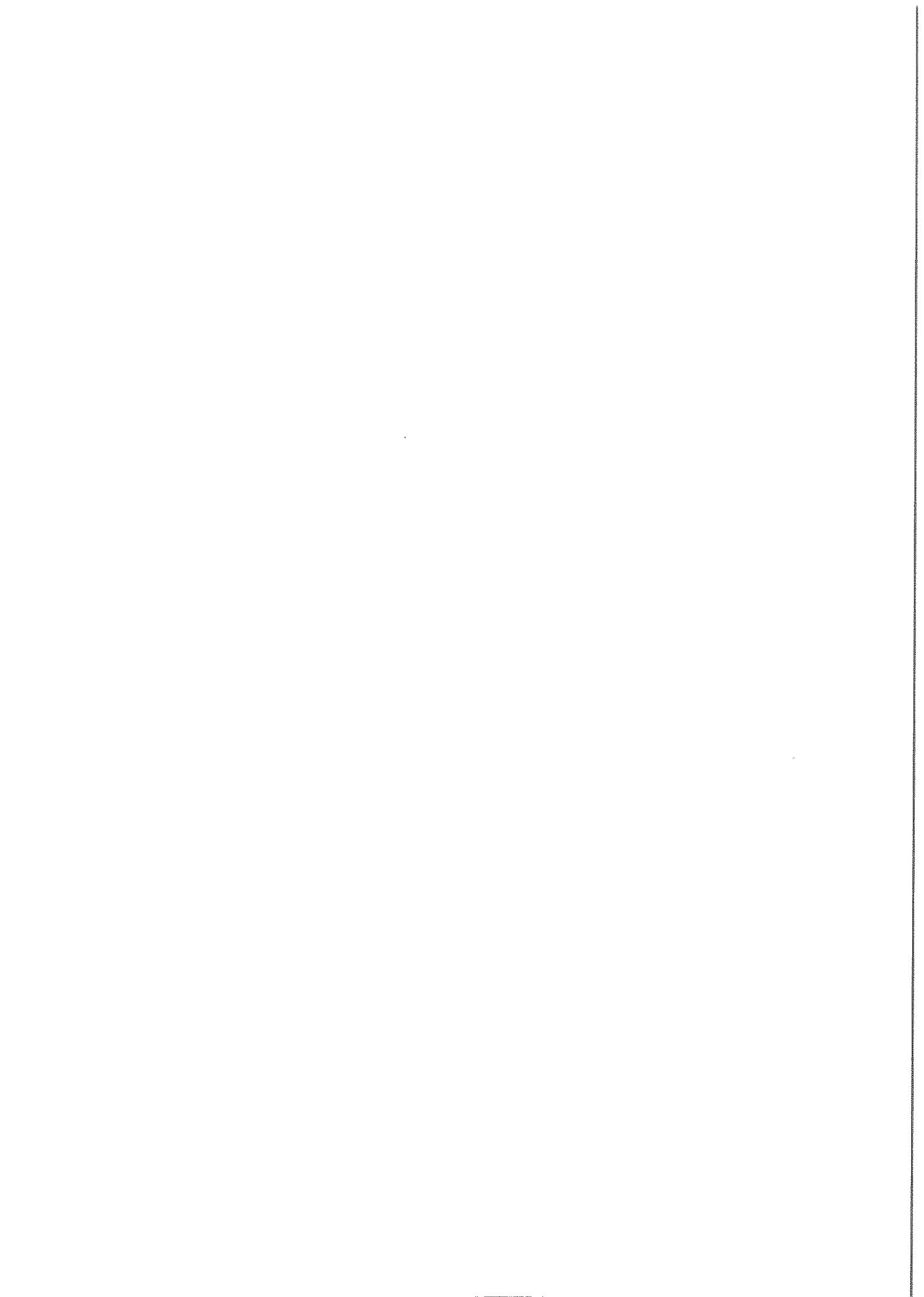


DICEMBRE 2018-GENNAIO 2019



Associazione Regionale
Confservizi
Emilia-Romagna

ENERGIA



Fer 2030, Confindustria: "Libro bianco per un dialogo costruttivo"

Martedì il convegno per la presentazione del rapporto. Intervengono anche Besseghini (Arera) e Crippa (Mise)

"Avviare un dialogo costruttivo e positivo con tutti gli attori del sistema energetico, fornendo la propria visione per promuovere la decarbonizzazione quale opportunità di sviluppo economico". Questo l'obiettivo del Libro bianco di Confindustria "per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili" guardando al 2030 e oltre, che sarà presentato martedì 4 dicembre a Roma presso la sede dell'associazione degli industriali a Viale dell'Astronomia a Roma (QE 20/11).

L'evento sarà aperto dal presidente del Gruppo tecnico energia di Confindustria, Giuseppe Pasini. A seguire la presentazione del report da parte del vice direttore Politiche industriali di Confindustria, Massimo Beccarello, del referente per Strategia, Rapporti Istituzionali e Comunicazione di Rse, Massimo Ambrogi, e del responsabile Market segment energy di E&Y Med, Paola Testa.

A seguire due tavole rotonde. La prima sulle politiche per lo sviluppo delle Fer a lungo termine con gli interventi del deputato PD Gianluca Benamati, del senatore della Lega Paolo Arrigoni e del presidente della commissione Industria di Palazzo Madama ed esponente M5S, Gianni Giroto. La seconda tavola rotonda è incentrata su "rischi ed opportunità per gli stakeholder del mercato" e vedrà la presenza di rappresentanti di piccoli consumatori, Marco Bruschi, energivori, Antonio Gozzi, produttori, Simone Mori, filiera di produzione impianti, Alberto Pinori, e del Ceo di Enel Green Power, Antonio Cammiseca.

I lavori saranno moderati dal direttore Politiche industriali di Confindustria, Andrea Bianchi. A concludere la giornata il presidente di Arera, Stefano Besseghini, e il sottosegretario al Mise, Davide Crippa. Il programma è disponibile in allegato sul sito di QE.



Peso: 38%

Parla il sottosegretario al Mise Davide Crippa

«Piattaforma pubblica per domanda e offerta»

**Celestina Dominelli
Carminé Fotina**

Sullo strumento più discusso, quello dei Ppa (Power purchase agreement, i contratti di acquisto dell'energia a medio-lungo termine che dovrebbero servire a finanziare i nuovi impianti anche in assenza di incentivi), promette correttivi. E, a chi accusa il governo di aver rivisto al ribasso il target sulle rinnovabili al 2030 rispetto all'obiettivo Ue, il sottosegretario allo Sviluppo Economico Davide Crippa risponde: «Non è una retromarcia ma una base realistica da cui partire per ritoccarlo all'insù strada facendo».

Gli ambientalisti sono delusi per la decisione di fissare al 30% l'asticella al 2030 sotto il 32% indicato invece dall'Europa.

In realtà, il 30% è la trasposizione del target Ue in Italia sulla base dell'algoritmo di calcolo che è imperniato su diversi fattori. Bisogna essere realisti e tenere conto delle condizioni da cui partiamo e da alcune problematiche che ci stanno a cuore, come quella dell'occupazione del suolo pubblico nella costruzione degli impianti. Ad ogni modo, il meccanismo prevede la possibilità di rivedere i target per andare al rialzo.

Nel parere dell'Autorità per l'Energia sul decreto per le fonti energetiche rinnovabili (Fer), si suggerisce di adottare un approccio nella localizzazione che tenga conto della disponibilità delle tecnologie e dell'allocazione efficiente delle risorse. Qual è la sua opinione al riguardo?

Penso sia un auspicio di buonsenso anche perché è chiaro che bisognerà fare in modo di non annullare i benefici legati alla produzione di energia rinnovabile. Il rischio è quello di creare scompensi sulla rete che andrebbero a scaricarsi sugli oneri di dispacciamento e che genererebbero ulteriori costi infrastrutturali per Terna con riverberi sulla bolletta.

Uno dei temi caldi del momento è la riforma dei Ppa con molti addetti ai lavori che lamentano l'assenza di particolari garanzie per chi punta su tale strumento. Pensate a dei correttivi?

C'è un ostacolo normativo da superare rispetto alla possibilità di avere due fornitori sullo stesso Pod (punto di prelievo) e stiamo valutando se si può intervenire. Quanto al tema del rischio, andrebbe affrontato soprattutto riguardo al possibile fallimento dell'acquirente-fornitore

che mette in discussione l'intero business plan del produttore. La risposta potrebbe essere una soluzione tra privati o un percorso di gestione pubblica della produzione che preveda a monte una "qualificazione" degli operatori.

Quale soggetto potrebbe gestire la piattaforma?

È prematuro parlarne, ma potrebbe essere, per esempio, il Gse (il Gestore dei servizi energetici) con le sue società satelliti.

Ci sono state diverse proteste di settori esclusi dal decreto Fer, a cominciare dalla geotermia. Come replica?

Entro la fine del mese contiamo di mettere a punto una bozza del nuovo decreto Fer 2 in cui ci saranno sicuramente geotermia, biomasse e biogas, ma mi piacerebbe estendere il documento anche alle maree e, in particolare, alle turbine sui fondali dello stretto di golfo. E qui si aprirebbe un tema di riconversione industriale dell'eolico offshore e galleggiante con Saipem che potrebbe avere un ruolo importante.



Peso: 12%

Primo impianto in Sicilia con Enersi

Snam punta sul biometano

Snam, attraverso la controllata Snam4Mobility, ha acquistato per circa 2 milioni di euro il 100% di Enersi Sicilia, società proprietaria del titolo autorizzativo per lo sviluppo di un'infrastruttura di produzione di biometano da frazione organica dei rifiuti solidi urbani in provincia di Caltanissetta. Questa operazione consentirà a Snam di realizzare il primo impianto di biometano, che sarà in grado di gestire 36 mila tonnellate all'anno di rifiuti urbani, fornendo ai comuni limitrofi una soluzione totalmente rinnovabile al problema dello smaltimento. L'impianto sarà realizzato grazie alle competenze manageriali e al know

how della controllata Ies Biogas, che ne seguirà lo sviluppo e la costruzione.

«Questa acquisizione è un ulteriore passo di Snam nell'energia rinnovabile», ha osservato l'a.d. Marco Alverà, «a conferma del nostro impegno nello sviluppo dei nuovi business della transizione energetica e del nostro ruolo di acceleratore della filiera italiana del biometano. Il biometano può dare un contributo essenziale alla riduzione di anidride carbonica, in Italia e non solo, e alla gestione virtuosa del ciclo dei

rifiuti in un'ottica di economia circolare».

Snam4Mobility è la società attraverso cui Snam sta sviluppando le infrastrutture di

rifornimento per veicoli a gas naturale compresso (Cng) e gas naturale liquefatto (Lng). Uno studio commissionato a Ecofys dal consorzio europeo Gas for Climate, che comprende Snam e altre otto fra aziende e associazioni, ha stimato che la produzione e l'utilizzo di biometano e altri gas rinnovabili nelle infrastrutture esistenti consentirebbe all'Europa di centrare gli obiettivi climatici dell'accordo di Parigi, risparmiando circa 140 miliardi di euro all'anno entro il 2050.

— © Riproduzione riservata —



Marco Alverà



Peso: 18%

"A inizio 2019 un provvedimento sull'energia"

Il sottosegretario Crippa: "Misure in fase di valutazione, tra queste norme per la lotta all'illegalità nel settore carburanti". Piano clima-energia: Arrigoni (Lega), "va governato bene"; Girotto (M5S), "target 30% Fer al 2030 sufficiente ma non basta, coinvolgere il Parlamento"

di R.M.

"Nei primi mesi dell'anno prossimo arriverà un provvedimento importante su tematiche energetiche, se ci sono spunti saremo lieti di raccoglierti". L'annuncio è del sottosegretario al Mise, con delega all'energia, Davide Crippa, in conclusione del convegno in Confindustria, oggi a Roma, per la presentazione del Libro bianco sulle Fer dell'associazione degli Industriali (QE 4/12). Sarà un DL? Un Ddl? La forma non è stata ancora decisa, spiega a QE il rappresentante dell'esecutivo a margine dell'evento. In fase di valutazione anche le misure che ne faranno parte, tra queste, anticipa comunque che "ci saranno interventi per la lotta all'illegalità nel settore carburanti".

Intanto nel suo intervento al convegno ha sottolineato "l'arretrato spaventoso" in materia energetica che giace al Mise, "15 i decreti pendenti". Tra questi il DM incentivi Fer, che va licenziato in fretta, dichiara Crippa, osservando che "stiamo scontentando tutti quindi vuoi dire che stiamo andando bene". Il rappresentante dell'esecutivo ha confermato che la geotermia andrà nel cosiddetto decreto Fer 2, su cui ci sarà un confronto come avvenuto sul

Fer 1. Ha inoltre annunciato che il Mise sta lavorando con Mise e Mit al Piano strategico sulla mobilità.

Crippa è tornato poi sul target del 30% Fer al 2030 che l'Italia intende inserire nel Piano clima-energia. Un livello criticato dal mondo ambientalista, ma che il sottosegretario difende come base da cui partire, evidenziando che comunque si va oltre la Sen. Obiezioni arrivano però anche da dentro il suo stesso partito: prendendo parte all'evento di Confindustria il presidente della commissione Industria del Senato, Gianni Girotto, ha infatti definito l'obiettivo del 30% "sufficiente ma non abbastanza per fronteggiare la trasformazione che è in atto nel Pianeta per l'innalzamento della temperatura". "Abbiamo fiducia nel Governo", aggiunge, "e sono sicuro che la decisione" sul Piano "avverrà senza escludere dal ragionamento il ruolo del Parlamento".

Grande attenzione al Piano clima-energia anche da Paolo Arrigoni, coordinatore energia della Lega. "Va governato bene", dichiara a QE a margine del convegno degli industriali, "perché a differenza della Sen sarà uno strumento programmatico che declinerà tutte le linee delle azioni e per noi della Lega, che abbiamo una cultu-

ra delle imprese, è fondamentale" che nel perseguire gli obiettivi si evitino ulteriori aumenti di costi per imprese e famiglie. Un piano, ha osservato ancora il senatore leghista, su cui stanno lavorando Mise, Minambiente e Mit, "tutti retti da esponenti M5S".

Arrigoni si è soffermato poi sul decreto Fer e su quella che definito una "forte compressione" dell'idroelettrico e un "annichimento" del mini-idro all'interno del provvedimento. La Lega, con lo stesso Arrigoni e con la sottosegretaria al Minambiente Gava, si è spesa molto per provare a modificare il testo, le Regioni hanno presentato emendamenti in questa direzione ma per ora il decreto su questi punti non è cambiato (QE 4/12). L'ultima occasione, conclude, è il confronto politico in Conferenza Unificata.

Da Gianluca Benamati del PD l'invito infine, dal palco del convegno, a sottrarre l'energia dalle ideologie, perché "non ha a che fare con una sola Legislatura, meglio la trattiamo, meglio stiamo".



Peso: 53%

■ - BESSEGHINI ALLA CAMERA: "NO A MODELLO CANONE TV" - ■

Arera: "Oneri in fiscalità generale"

Per la morosità due meccanismi per clienti finali e venditori. Introiti Ets per finanziare Fer

Il presidente Arera, Besseghini, propone uno spostamento graduale in fiscalità generale degli oneri di sistema a partire da energivori e nucleare.

a pag. 7

Arera: "Oneri di sistema nella fiscalità generale, modello canone TV troppo complesso"

Spostamento graduale a partire da energivori e componenti nucleari in bolletta. Per la morosità due meccanismi per clienti finali e venditori. Introiti Ets per finanziare Fer. Besseghini alla Camera

"Riconoscimento formale della natura tributaria" degli oneri generali di sistema, da trasferire perciò nella fiscalità generale "provvedendo al finanziamento tramite un apposito fondo da gestire secondo le regole di finanza pubblica, e pertanto escludendolo dalle bollette". In questo modo, il sistema sarà "più semplice e più comprensibile per l'utente finale" e trasmetterà "segnali di prezzo al mercato". È la proposta formulata oggi dal presidente dell'Arera, Stefano Besseghini, che concludendo il ciclo di audizioni sulla "Riscossione oneri sistema elettrico" alla X commissione Camera ha così indicato la nuova direzione del regolatore, nella precedente consultazione orientata invece sul "modello canone Rai".

Il modello canone, ha spiegato Besseghini, "è di non semplice e immediata attuazione", considerato che "la struttura complessa delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema implica una maggiore difficoltà di controllo del gettito". Con tale modello potrebbe inoltre determinarsi "un aumento degli oneri generali versati dai clienti buoni pagatori per sopperire al mancato incasso derivante dai clienti cattivi pagatori" e si potrebbe avere "un aumento annuo rilevante delle aliquote degli oneri generali di sistema".

Di qui la proposta di spostamento degli oneri sulla fiscalità generale, che - ha ammesso il presidente dell'Arera - avrebbe "un impatto rilevante sugli indicatori di finanza pubblica". Si potrebbe dunque ipotizzare "un percorso graduale di riforma", anche se il regolatore segnala "la necessità di intervenire con sollecitudine, valutando il trasferimento sin da ora alla fiscalità generale di alcune voci". In particolare, dovrebbero essere "da subito tolte dalla bolletta" le componenti Aeos per gli sgravi alle imprese energivore (1,7 miliardi di euro all'anno secondo le stime

Mise), Azrim per lo smantellamento delle centrali nucleari (200 milioni €/anno in possibile crescita), A4rim per il regime tariffario speciale di Rfi (250 mln €/anno) e AmctRIM per le compensazioni territoriale ai siti nucleari (50 mln €/anno). In totale, la riduzione degli oneri ammonterebbe a circa 2,2 mld €.

Parallelamente, l'Arera suggerisce di ridurre il peso degli oneri utilizzando "imposte con finalità simili", come il gettito della vendita delle quote Ets che potrebbe essere destinato all'incentivazione delle fonti rinnovabili. Allo stesso modo, il regolatore considera "auspicabile" il venir meno dell'aggravio di 135 mln €/anno versato al bilancio dello Stato in attuazione delle Finanziarie 2005 e 2006.

In attesa del completo trasferimento degli oneri alla fiscalità generale, l'Autorità propone una riforma della riscossione basata su "previsioni ex-ante dell'incasso", che definisca per la morosità non coperta "due specifici meccanismi, di cui uno tra clienti finali e uno tra venditori". In pratica, il venditore dovrebbe continuare a fatturare ai clienti finali l'intero importo degli oneri e trasferire poi al distributore una quota del fatturato, determinata dall'Autorità in funzione della percentuale di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dall'emissione ("unpaid ratio"). Le garanzie per gli oneri che il venditore riconoscerà al distributore sarebbero pari a "un valore che rappresenta la miglior stima degli ammontari degli oneri che i venditori sono tenuti a versare ai distributori".

L'ammontare complessivo delle garanzie



Peso: 1-7%, 7-67%

Sezione:ENERGIA

richieste (oneri generali e trasporto) sarà "pari a un livello inferiore rispetto all'esposizione massima per il sistema in caso di mancato pagamento del venditore". Nell'eventualità di default dei venditori, gli effetti del sottodimensionamento delle garanzie verrebbero contenuti "definendo un nuovo parametro, che tutti i venditori sarebbero tenuti a versare a beneficio dell'intero sistema elettrico". I clienti buoni pagatori compenserebbero perciò la morosità dei cattivi pagatori "secondo un livello definito ex ante in base all'unpaid ratio". Eventuali situazioni di inadempimento dei venditori troverebbero invece copertura con "un sistema mutualistico finanziato dai venditori medesimi attraverso il nuovo parametro".

L'Arera è convinta che il "modello di siste-

ma" proposto non risulterebbe "né oneroso rispetto alla situazione corrente né particolarmente complesso". Occorrerebbe però un intervento normativo per "riattribuire all'Autorità la potestà di definire le garanzie che i venditori devono corrispondere ai distributori".

Al termine dell'audizione (il testo è disponibile in allegato), Gianluca Benamati (PD) ha definito la proposta Arera un "colpo di scena in senso positivo", perché "è un modo per lasciare all'energia il suo costo vero". Tuttavia, ha chiesto, "è possibile passare sulla fiscalità generale solo una parte degli oneri (es. energivori) senza sollevare le obiezioni Ue in materia di aiuti di Stato"? Tullio Patassini (Lega) ha domandato per parte sua chiarimenti su come evitare il turismo energetico e verificare la qualità dei venditori.

Sul primo punto Besseghini ha promesso un "approfondimento specifico", mentre a Patassini ha assicurato che oggi "abbiamo ormai tutti gli strumenti - Albo venditori, Sii, meccanismi di garanzia - per portare a completamento un sistema energetico in grado di funzionare". In particolare, il Sii è "un punto fermo" perché permette "una migliore raccolta dati" ed è il "più adeguato" per risolvere il problema del turismo energetico, grazie "all'incrocio con l'Albo venditori".

E a proposito di venditori, Besseghini ha annunciato che, "malgrado sembrerebbe che il mercato non sia appetibile", gli ultimi dati che "saranno pubblicati a breve" indicano che "sono ancora in crescita: un segnale al quale va data la giusta interpretazione".



Peso:1-7%,7-67%

Nuovi obiettivi Ue su efficienza e fonti rinnovabili

AMBIENTE ED ENERGIA

Forum Sostenibilità del Sole 24 Ore. Libro bianco di Confindustria

**Celestina Dominelli
Jacopo Gilberti**

Ieri il Consiglio Ue ha approvato le tre direttive tanto attese per completare il Clean energy package (efficienza energetica, fonti rinnovabili e governance), che avranno importanti ricadute anche in Italia e che apriranno il settore delle bioenergie, per le quali i produttori europei stimano un mercato triplicato entro 2050. E di sostenibilità, efficienza energetica e fonti verdi si discute in Italia. A patto che — avvisano le imprese — una strategia, una visione prospettica, rendano stabili le normative e che si tolgano quei colli di bottiglia creati da regole ondvaghe, contraddittorie e incostanti generate da ideologie e mancanza di una politica industriale e ambientale.

Per questo ieri a Milano, al Forum Sostenibilità promosso dal Sole 24 Ore con 24 Ore Business School e 24 Ore Eventi, il direttore Politiche industriali di Confindustria, Andrea Bianchi, ha ricordato il Libro Bianco sull'economia circolare in cui il sistema industriale chiede di abbattere le barriere non tecnologiche, di adottare un ambiente culturale che favorisca la sostenibilità invece di paralizzarla con le parole d'ordine velleitarie. E, non a caso, il presidente del Conai, Giorgio

Qualgiuolo, ha ricordato la mancanza delle regole end-of-waste promesse tante volte dal Governo e ancora inattuata, con una sostanziale paralisi del riciclo. L'economia del riciclo è stata descritta anche dalle esperienze di Enel, dal mondo assicurativo di Reale Group e di Marsh Risk Consulting, da Terna, dal consorzio oli usati Conou, dalle imprese associate in GS Italy per standardizzare i sistemi produttivi e logistici, da Hera, dalle nuove tecnologie sostenibili di Toshiba.

Nell'immediato, però, le imprese hanno bisogno di risposte concrete per colmare il gap negativo di costi dell'energia rispetto alle omologhe europee. Giuseppe Pasini, presidente del gruppo tecnico Energia di Confindustria, lo ha ribadito ieri aprendo la presentazione del Libro Bianco sulle rinnovabili realizzato da Confindustria con Ernst & Young e Rse: «Se le imprese non avranno una tariffa elettrica competitiva con gli altri paesi, il rischio è che l'Italia, oggi la seconda manifattura in Europa, perda posizioni». Ma la possibilità di giocare ad armi pari passa anche, secondo il presidente dell'Arera, Stefano Besseghini, per una sburocratizzazione degli iter autorizzativi, nonché per il superamento delle divergenze territoriali, come ha evidenziato Antonio Cammisecra, ceo di Enel Green Power.

È, per sostenere in modo efficiente lo sviluppo delle fonti verdi, le aziende sono pronte a investire sui contratti a lungo termine per l'acquisto di energia. A breve, ha spiegato Antonio Gozzi, past president di Federacciai, sarà firmato il primo Ppa da parte di un

gruppo di aziende siderurgiche. Ma bisognerà puntare altresì, secondo Marco Bruseschi, presidente del Coordinamento dei consorzi di energia, su strumenti ad hoc per le pmi, come le aggregazioni consortili. Senza tralasciare, ha ricordato Alberto Pinori, numero uno di Anie Rinnovabili, il parco fotovoltaico già esistente che necessita di essere rimodernato.

Una prima risposta del governo è nel decreto Fer, su cui ha spiegato Simone Mori, presidente di Elettricità Futura, il giudizio è sostanzialmente positivo, ma le sfide sono ancora tante. La politica — al tavolo ci sono Gianluca Benamati (Pd), Paolo Arrigoni (Lega) e Gianni Girotto (M5S) — ha promesso ascolto agli imprenditori. Ma la chiusura è spettata al sottosegretario al Mise, Davide Crippa, che ha apprezzato la capacità dell'industria di parlare «con una voce unitaria» e preannunciato un provvedimento ad hoc sull'energia per gli inizi del 2019.



GIUSEPPE PASINI
Presidente del gruppo tecnico Energia di Confindustria



Peso: 13%

Gasdotti, no nuovi progetti nella rete nazionale

Il Mise pubblica il consueto aggiornamento, nel quale figurano solo varianti/sostituzioni e allacciamenti. Per la Sardegna ancora presenti le distinte iniziative di Snam e Sgi

Nessun nuovo gasdotto in sviluppo o in progetto tra il 1° luglio 2017 e il 30 giugno 2018.

E' quanto emerge dal consueto decreto del Mise di aggiornamento della rete nazionale, secondo il quale "le variazioni hanno riguardato esclusivamente nuove varianti/sostituzioni e allacciamenti relativi a metanodotti già inclusi nell'elenco".

Da segnalare che in tale lista figurano ancora i progetti separati di Snam e Sgi per la dorsale sarda. Come noto, le due società hanno creato la j.v. Sardinia Newco che dovrebbe portare avanti congiuntamente l'iniziativa di Snam (QE 30/10). E' probabile che (salvo dietrofront dovuti a un'eventuale opposizione del Governo, QE 23/11) il progetto venga inserito in occasione del prossimo aggiornamento.

A questo proposito, il Mise ricorda che è fissato al 31 luglio 2019 il termine per le istanze di aggiornamento contenenti le variazioni intervenute tra il 1° luglio 2018 e il 30 giugno 2019.



Peso: 19%

SEGNALAZIONE A GOVERNO E PARLAMENTO

Distribuzione gas e concessioni idro, l'Antitrust preme sulle gare

Il Garante sottolinea le "criticità concorrenziali"

"Pochissimi Atem hanno provveduto e nel 95% dei casi sono scaduti i termini per il potere sostitutivo di Regioni e Mise". Idroelettrico: "Devoluzione gratuita per opere bagnate". L'Antitrust scende apertamente in campo per cercare di sbloccare le gare.

a pag. 6

Distribuzione gas e concessioni idro, l'Antitrust preme sulle gare

"Pochissimi Atem hanno provveduto e nel 95% dei casi sono scaduti i termini per il potere sostitutivo di Regioni e Mise". Idroelettrico: "Devoluzione gratuita per opere bagnate"

L'Antitrust scende apertamente in campo per cercare di sbloccare le gare in vari settori, tra cui due di particolare interesse per l'energia: la distribuzione gas e le concessioni idroelettriche.

Il Garante ha infatti deciso di inviare una segnalazione a Governo e Parlamento per sottolineare "le principali criticità concorrenziali riscontrate in alcuni mercati a seguito dell'utilizzo distorto dello strumento concessorio".

I principi generali sono che "le gare devono costituire la regola nell'affidamento delle concessioni", che "la loro ampiezza e durata devono essere limitate e giustificate dalle esigenze di natura tecnica ed economica e dalle caratteristiche degli investimenti" e che "andrebbero eliminati i casi di preferenza per i gestori uscenti o per l'anzianità acquisita, nonché evitati rinnovi automatici e proroghe".

Poi l'Agcm scende nello specifico dei singoli settori. Sul fronte gas, l'Antitrust traccia il ben noto quadro effettivamente un po' desolante: una sola procedura giunta al termine (Milano) e solo 22 avviate. Inoltre, "per una significativa quota di Atem che non includono Comuni capoluoghi di provincia non è stata neanche individuata la stazione appaltante" (26), mentre "per oltre il 95% degli Atem risultano scaduti entrambi i termini per l'esercizio del potere sostitutivo da parte rispettivamente

della Regione e del Mise". Soltanto la Regione Calabria (QE 17/10), prosegue la segnalazione, "risulta aver nominato un commissario ad acta per i tre Atem in cui le stazioni appaltanti sono state inadempienti".

L'Autorità sottolinea come "il ricorso a numerose proroghe di lunga durata delle concessioni esistenti abbia fortemente ritardato lo sviluppo del processo competitivo in tale settore". Per cui invita gli enti locali a identificare le stazioni appaltanti, queste ultime "a svolgere al più presto le procedure di gara" e gli enti di controllo "alla verifica del rispetto delle tempistiche e a intervenire prontamente esercitando i propri poteri sostitutivi in caso di ingiustificato ritardo".

Va peraltro ricordato che di recente anche l'Anac ha inviato una segnalazione a Governo e Parlamento per sollecitare lo svolgimento delle gare gas (QE 6/11).

Passando alle concessioni idro, l'Antitrust afferma che "la ripetuta fissazione di termini decennali o quinquennali (mai rispettati) per l'espletamento delle procedure di gara non fa che costituire una proroga indeterminata, medio tempore, delle gestioni in essere". Appare quindi necessario "superare l'attuale situazione di stallo e provvedere nel più breve tempo possibile all'espletamento delle procedure di gara, posto che ulteriori proroghe



della scadenza delle concessioni esistenti si pongono in aperta violazione dei principi di tutela della concorrenza e di apertura al mercato, libertà di stabilimento, trasparenza e non discriminazione".

L'Agcm ribadisce infine quanto già segnalato nel 2014 in merito all'importo da riconoscere al concessionario uscente, ossia la necessità di "modificare la previsione contenuta nell'art. 12 del d.lgs. n. 79/99 (secondo cui il gestore uscente trasferisce a titolo oneroso al nuovo entrante tutto il relativo ramo

d'azienda) stabilendo il trasferimento a titolo oneroso delle sole opere asciutte (beni materiali) e la contestuale devoluzione gratuita delle opere bagnate (dighe, condotte, ecc.) al demanio statale".



Peso:1-8%,6-49%

IN ATTESA OK DELLA CAMERA

Ddl Bilancio, l'energia nel testo

*Biogas, mobilità, web
tax, carburanti, efficienza*

Dalle clausole di salvaguardia agli incentivi per gli impianti biogas, passando per l'idrico, la web tax e il bonus/malus auto, ma anche la vendita di Gpl, la riqualificazione energetica degli edifici della PA e le assunzioni del Minambiente. Sono molti gli interventi di interesse per il settore energetico nella manovra.

a pag. 6

Ddl Bilancio all'ultimo giro: l'energia e l'ambiente nel testo

*Acqua, biogas, carburanti, efficienza, mobilità, rifiuti e
web tax: le tante misure di interesse comma per comma. Il
ministero dell'Ambiente assumerà 420 nuove risorse (di cui 20
dirigenziali). Ora si aspetta il via libera definitivo della Camera*

di F.G.

Dalle clausole di salvaguardia agli incentivi per gli impianti biogas, passando per l'idrico, la web tax e il bonus/malus auto, ma anche la vendita di Gpl, la riqualificazione energetica degli edifici della PA e le assunzioni del Minambiente. Sono molti gli interventi di interesse per il settore energetico contenuti nel maxiemendamento interamente sostituito alla legge di Bilancio che ha incassato sabato la fiducia in Senato. Intanto la manovra è tornata oggi in commissione Bilancio alla Camera (A.C. 1334-B), con il Governo che punta a ottenere l'ok definitivo in aula a Montecitorio entro sabato 29.

Come detto, il testo come licenziato da Palazzo Madama parte con la sterilizzazione delle clausole di salvaguardia Iva e accise per il 2019 e il potenziamento di quelle per il biennio successivo (art. 1 commi 2 e 5), il cui valore è stimato in 23,1 mld € per il 2020, che diventano 28,75 sia nel 2021 che nel 2022. Quanto alla web tax (commi 35-50), che ha suscitato già i timori delle aziende energetiche (QE 21/12), si conferma l'aliquota del 3% per i soggetti che hanno un ammontare complessivo di ricavi pari o superiore a 750 mln, di cui almeno 5,5 mln realizzati nel territorio italiano per prestazione di servizi digitali. Abrogata l'imposta sulle transazioni digitali istituita dalla legge di bilancio 2018, che avrebbe dovuto applicarsi a decorrere dal 1° gennaio 2019.

Spuntano poi gli incentivi per la produzione

di biogas (commi 954-957). In particolare, il testo prevede che "fino al riordino della materia" gli impianti di biogas inferiori ai 300 KW - realizzati da imprenditori agricoli anche in forma consortile e alimentati con sottoprodotti delle attività di allevamento e gestione del verde - continuano a beneficiare delle agevolazioni del DM 23 giugno 2016, nel limite di un costo medio annuo pari a 25 mln. Tre le modalità di accesso ai finanziamenti in funzione della taglia dell'impianto: diretto, attraverso l'iscrizione ai registri e con le aste al ribasso. Il primo bando sarà pubblicato entro il 31 marzo 2019.

Ci sono poi le misure contro l'illegalità nel settore del Gpl (commi 1081-1083), preannunciate dal coordinatore energia della Lega, Paolo Arrigoni (QE 21/12), e il sistema di bonus/malus per le auto basato sulle emissioni di CO2, rivisto già nel suo passaggio a Palazzo Madama con l'agevolazione maggiorata per chi rottama le vetture più inquinanti (anche se, probabilmente per un errore materiale, non figurano le Euro 0) e le detrazioni sulle infrastrutture di ricarica (commi 1031-1047). Rispetto al primo correttivo è stata rivista al rialzo di 5.000 euro la soglia di prezzo massimo per le vetture incentivabili, che si attesta così a 50.000 euro, Iva esclusa. Rientra quindi ora tra le auto che possono ac-



Peso: 1-7%, 6-94%

cedere al bonus anche la Tesla Model 3, che si appresta a sbarcare in Italia con un prezzo di attacco di 59.600 euro. Sempre per quanto riguarda le auto, in base al comma 103 i Comuni dovranno consentire in ogni caso il libero accesso alle Ztl ai veicoli a propulsione elettrica o ibrida. Quanto al Tpl, ci sono riferimenti ai commi 95-96, 98 e 106.

Gli incentivi per i motoveicoli a batteria e ibridi, esclusivamente previa rottamazione, sono ai commi 1057-1064 e nel Ddl c'è pure un sostegno alla diffusione della micromobilità elettrica (ad esempio i monopattini), per il quale servirà tuttavia un decreto ad hoc del Mit. Per la mobilità dolce, il comma 104 dedica 2 mln € per il 2019 alle autostrade ciclabili.

Ampio spazio al settore idrico (commi 153-155), con interventi sui criteri per l'aggiornamento del Piano nazionale. Più in dettaglio, si dispone che si tenga conto dello stato di avanzamento dei lavori "in corso di realizzazione" già inseriti nel piano, oltreché delle programmazioni esistenti e dei nuovi interventi "necessari e urgenti" da realizzare per il potenziamento, il ripristino e l'adeguamento delle infrastrutture idriche.

Il comma 153 indica il criterio di preferenza per le azioni che presentano tra loro sinergie e complementarietà e si interviene successivamente sugli obiettivi prioritari previsti dalla norma vigente, relativi al raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica, riduzione della dispersione delle risorse e modifica delle modalità di trasmissione dei dati (in base alle previsioni dell'Arera). Si inserisce poi un nuovo

comma 523-bis nella legge di bilancio 2018, secondo il quale i soggetti realizzatori possono avvalersi di enti pubblici e società in house delle amministrazioni centrali dello Stato anche per gli interventi del Piano nazionale e relativi alle infrastrutture idriche. Prevista poi la nomina quale Commissario straordinario di Governo del Segretario Generale dell'Autorità di distretto di riferimento e autorizzata dal comma 155 la spesa di 100 mln per ciascun anno del periodo dal 2019 al 2028 per l'attuazione di un primo stralcio del Piano nazionale (60 mln l'anno per la sezione Invasi).

I commi da 156 a 161 istituiscono un credito d'imposta pari al 65% delle erogazioni liberali per gli interventi su edifici e terreni pubblici di bonifica ambientale, mentre quelli 162-165 e 167-170 danno vita alla "Struttura per la progettazione di beni ed edifici pubblici" (in luogo della Centrale per la progettazione delle opere pubbliche prevista dal testo approvato dalla Camera). Denominazione, allocazione, organizzazione e funzioni della struttura saranno indicati con apposito Dpcm (il limite alle assunzioni è di 300 unità di personale), ma tra le finalità risulta già il contributo alla valorizzazione, innovazione tecnologica ed efficientamento energetico e ambientale nella progettazione di edifici e beni pubblici.

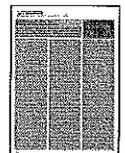
Rimanendo in ambito edile, il comma 232 autorizza la spesa di 25 mln per il 2019 e di 40 mln per ciascuno degli anni dal 2020 al 2022 per il programma di riqualificazione energetica degli immobili della PA centrale. Esteso fino al 31 dicembre 2019 il termine per alcuni pagamenti in materia di edilizia

scolastica (comma 1038, lettera a). Non c'è la proroga triennale dell'ecobonus.

Lato rifiuti, stralciato il provvedimento sull'End of waste (atteso ora nel decreto semplificazioni), nel testo c'è invece ai commi 73-77 un credito di imposta del 36% per le imprese che acquistano prodotti realizzati con materiali provenienti dalla raccolta differenziata degli imballaggi in plastica, nonché per l'acquisto di imballaggi biodegradabili e compostabili o derivati dalla raccolta differenziata della carta e dell'alluminio. Con il comma 802, inoltre, vengono invitati i produttori, su base volontaria e in via sperimentale ad adottare dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2023 una serie di iniziative per prevenire i rifiuti derivanti da prodotti di plastica monouso.

Arriva poi con il comma 317 l'autorizzazione al Minambiente ad assumere 420 unità di personale (20 a livello dirigenziale) per il triennio 2019-2021. Gli oneri corrispondenti sono quantificati nel limite massimo di 4,1 mln per il 2019, 14,9 mln per il 2020 e 19,1 mln dal 2021, nonché in ulteriori 800.000 euro per lo svolgimento dei concorsi, i primi dalla creazione del dicastero nel 1986.

Da segnalare infine le deroghe al codice dei contratti pubblici del comma 912, che eleva la soglia prevista per l'affidamento di lavori con procedura diretta fino a 150.000 euro, l'applicazione dell'iperammortamento ai canoni per il cloud computing (comma 229) e la riduzione della tassa automobilistica per le auto storiche con anzianità di immatricolazione tra i 20 e i 29 anni (comma 1048).



Camera, interrogazione sulle gare gas

a pag. 6

Gare gas, il nodo ammortamenti reti pubbliche approda alla Camera

Interrogazione di Forza Italia: "Il Mise aveva detto di voler intervenire ma poi non ha fatto nulla. Nell'Atem Forlì-Cesena in ballo 60 milioni di euro, bando bloccato"

Dopo il tentativo finora andato a vuoto nel Ddl bilancio, il nodo del riconoscimento degli ammortamenti per le reti gas di proprietà pubblica finisce oggetto di un'interrogazione alla Camera di FI (prima firmataria Simona Vietina) rivolta al Mise e al ministero per la PA.

"La vigente normativa - si legge nel documento - contiene un pesante vulnus che non consente il riconoscimento della quota ammortamenti tariffari ai Comuni e alle loro società patrimoniali delle reti, nel caso in cui questi soggetti siano proprietari delle reti o di porzioni di rete del gas messe a disposizione del gestore del servizio".

Il tema, continua la deputata di FI, "è stato trattato anche in occasione di convegni di settore e risulta che diverse siano state le richieste formali al Ministero dello sviluppo economico che avrebbe dichiarato di recente di voler correggere il testo normativo, confermando tale vo-

lontà anche in occasione dell'assemblea nazionale Anci 2017 a Vicenza. Purtroppo, a quella volontà non è stato ancora dato seguito".

Vietina ricorda in particolare il caso dell'Atem Forlì-Cesena, per il quale l'ammortamento varrebbe "una somma annua di circa 5 milioni di euro da moltiplicare per i 12 anni di concessione, per un totale di 60 milioni di euro". La società pubblica proprietaria degli asset, Unica Reti, "dal 2014 attende che il Ministero dello sviluppo economico approvi il riconoscimento della quota ammortamenti". Mentre "Cesena non ha ancora potuto bandire la propria gara gas, già pronta e autorizzata dall'autorità nazionale dal settembre 2016, con conseguente ritardo anche per il complesso di investimenti previsti per il territorio come

opere pubbliche e interventi di efficientamento energetico e di innovazione tecnologica".

FI chiede, quindi "quali iniziative di competenza il Governo intenda promuovere per sanare con urgenza il vulnus normativo".

Come già sottolineato (QE 18/12), il tema è particolarmente caro all'Anci, che aveva promosso due emendamenti al Ddl bilancio (il secondo volto a modificare la valutazione a Fab delle reti pubbliche), giudicati inammissibili per materia al Senato. E in questa battaglia l'associazione dei Comuni ha trovato un alleato in Assogas.



BIOMETANO AVANZATO

Il Gse pubblica i contratti standard

Pronti anche i moduli per gli incentivi

Sul sito del Gse è disponibile il decreto Mise che approva il modello di contratto standard da stipulare tra il gestore e i produttori di biometano avanzato per il ritiro e il pagamento del prodotto.

a pag. 9

Biometano e biocarburanti avanzati, i contratti standard con il Gse

Publicati anche i moduli di autodichiarazione per gli incentivi

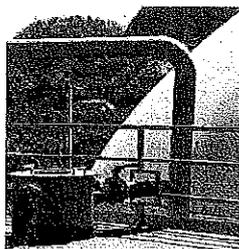
Sul sito del Gse è disponibile il decreto direttoriale del Mise che approva il modello di contratto standard - ai sensi dell'art. 6, comma 3 del DM 2 marzo 2018 - da stipulare tra il gestore e i produttori di biometano avanzato per il ritiro e il pagamento del biometano ritirato.

Per rendere "disponibili e fruibili tutti gli elementi necessari al completamento del quadro definitorio in materia di incentivazione alla produzione di biometano e biocarburanti avanzati", in ciascuna delle sezioni dedicate al biometano e ai biocarburanti avanzati diversi dal biometano, sono disponibili anche gli schemi dei contratti che il Gse stipula con i produttori incentivati ai sensi di quanto previsto agli articoli 5, 6 e 7 del decreto 2 marzo 2018, nonché il contratto standard di fornitura del biometano ai sensi dell'art. 5, comma 2.

Sempre sul sito Internet del gestore sono pubblicati i facsimile delle autodichiarazioni per ottenere gli incentivi di cui agli art. 6 e 7 del DM 2 marzo 2018. In particolare, per i produttori di biometano avanzato e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano sono disponibili i modelli da inviare con cadenza mensile e trimestrale ai fini dell'accesso agli incentivi.

Per i soggetti obbligati che hanno aderito al meccanismo di cui all'art. 7 del DM, è online il facsimile del modello per dichiarare l'effettiva immissione in consumo nei trasporti dei quantitativi di biocarburanti avanzati diversi dal biometano eventualmente acquistati dai produttori che hanno avuto accesso all'incentivo previsto. Quest'ultimo modello sarà inviato dal Gse a tutti i soggetti obbligati interessati e registrati sull'applicativo Biocar.

Il decreto Mise 2 marzo 2018 è disponibile in allegato sul sito di QE.



Peso: 1-6%, 9-43%

ECONOMIA

Fonti «green»

Snam e il biogas A Caltanissetta il primo impianto

MILANO Snam realizzerà il suo primo impianto di biometano in Sicilia, in provincia di Caltanissetta. È la doppia vocazione «green» del gruppo guidato da Marco Alverà: da un lato gli allacciamenti alla rete Snam dei produttori di biometano (le manifestazioni d'interesse sono circa 900), dall'altra la realizzazione di nuovi impianti di «gas verde» autonomamente grazie a Ies Biogas o in partnership. Nel piano industriale al 2022 Snam ha destinato 100 milioni allo sviluppo di infrastrutture per il biogas.

Nelle scorse settimane il gruppo ha acquisito per 2 milioni il 100% di Enersi Sicilia, società proprietaria di un titolo autorizzativo per costruire un impianto di produzione di biometano dalla frazione or-

ganica dei rifiuti urbani, che sarà in grado di gestire 36 mila tonnellate all'anno di rifiuti. Di recente Snam ha anche collegato l'impianto di Anzio-BioWaste alle rete (dopo Montello, Rende, Sant'Agata Bolognese e Milano); inizierà a immettere il proprio biogas nella rete nella prima metà del 2019. L'impianto del gruppo Asja Ambiente Italia produrrà 3,5 milioni di metri cubi di biogas all'anno, abbastanza per soddisfare il fabbisogno annuo di 2.500 famiglie o per rifornire 502 auto al giorno.

Il gas è la fonte della transizione energetica. E il biogas può giocare una partita importante: «Snam punta a essere l'acceleratore della filiera italiana del biometano — spiega Alverà —, che può dare

un contributo essenziale alla riduzione di anidride carbonica». Secondo le stime del Consorzio italiano biogas, l'Italia può produrre 8 miliardi di metri cubi entro il 2030, più del 10% del fabbisogno nazionale di gas.

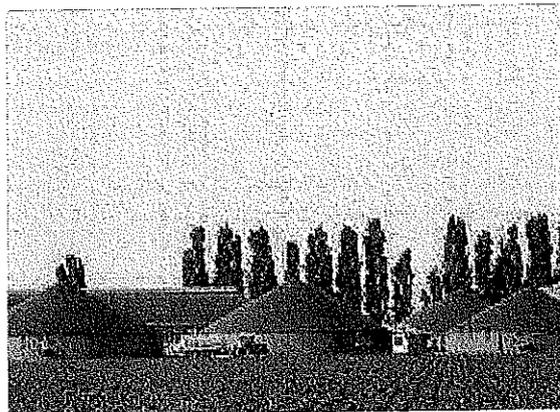
Francesca Basso

© RIPRODUZIONE RISERVATA

8

miliardi

I metri cubi di biometano che l'Italia sarà in grado di produrre entro il 2030, secondo le stime del Consorzio italiano biogas.



L'impianto realizzato da Ies Biogas (controllata da Snam) a Trebaseleghe



Peso: 19%

Distribuzione gas, nuova gara per Asga a pag. 2

Distribuzione gas, nuova gara per Asga

Dopo il primo bando andato deserto il Comune di Gaggiano riduce la base d'asta. Italgas, 2i Rete Gas e Centria tra i possibili candidati

Dopo la prima gara andata deserta (QE 29/10/18), il Comune di Gaggiano ci riprova e avvia una nuova procedura per la messa in vendita del 100% di Asga, società attiva nella distribuzione gas in provincia di Milano.

Il bando pubblicato sulla Gazzetta Ue vede una base d'asta ribassata a 1,8 milioni di euro, contro i 2,3 mln € della volta precedente. In quella occasione avevano presentato istanza di ammissione soggetti del calibro di Italgas, 2i Rete Gas e Centria Reti gas, ma dopo la data room nessuno aveva presentato offerte. Vedremo ora con la nuova valutazione. Il termine per le domande è il 25 gennaio, mentre la data stimata per gli inviti a presentare offerte è il 28 gennaio.

Asga può contare su una rete di 35 km e 4.159 punti di riconsegna, pari all'1,8% dell'Atem Milano 3.

LA GIORNATA GAS

01 GENNAIO 2019

	milioni di Sm ³ da PCS 10,57275 kWh/Sm ³
Rete nazionale: preconsuntivo del gas trasportato	256,7
Totale immesso (di cui)	161,1
Importazioni	51,9
- Mazara del Vallo	65,4
- Arnoldstein	2,9
- Passo Gries	14,4
- Gela	0,0
- Gorizia	3,7
- Panigaglia	22,7
- Cavarzere	0,0
- Livorno	13,6
Produzione Nazionale	81,9
Stoccaggi (1)	77,6
- Stogit	4,4
- Edison Stoccaggio	256,7
Totale prelevate (di cui)	234,0
Riconsegne di terzi e consumi di sistema (di cui)	43,6
- Termoelettrico	26,6
- Industriale	163,8
- Impianti di distribuzione (2)	22,6
Reti di terzi e consumi di sistema (3)	0,0
- Esportazione Gorizia	

Giornata termica: 05.59 - 06.00

(1) Stoccaggi Stogit e Edison Stoccaggi ("-" : immissioni; "+" : prelievi)

(2) Comprende prelievi civili e industriali da rete locale

(3) Comprende transiti, esportazioni e riconsegne rete SGI

Fonte: QE su dati Snam Rete Gas



Peso: 1-1%, 2-39%

CRIPPA: "CONSULTAZIONE A TUTTI I LIVELLI"

Piano energia e clima, ecco la proposta inviata a Bruxelles

Target al 2030: rinnovabili al 30%, consumi -43%

Arriva la "proposta" del Governo italiano sul Piano energia e clima. Un documento di 237 pagine che è stato inviato oggi a Bruxelles. I numeri sono più o meno quelli attesi, in particolare per quanto riguarda la penetrazione delle Fer, con l'obiettivo del 30% sui consumi finali lordi al 2030. Il ruolo "essenziale" del gas e del capacity market. Studio sui Ppa.

a pag. 5

Piano energia e clima, ecco la proposta inviata a Bruxelles

Target al 2030: Fer al 30% dei consumi totali (al 21,6% nei trasporti, con 6 mln di veicoli elettrici), consumi -43%. Il ruolo "essenziale" del gas e del capacity market (al via nel 2019). Ma scompare la dorsale sarda. Lo studio sui Ppa. Il catalogo sui sussidi fossili. Crippa (Mise): "Evento pubblico per presentare il portale"

Arriva l'attesa "proposta" del Governo italiano sul Piano energia e clima. Un documento di 237 pagine che è stato inviato oggi 8 gennaio a Bruxelles, dopo una prima bozza anticipata entro il 31 dicembre ai tecnici della Commissione Ue.

I numeri sono più o meno quelli attesi, in particolare per quanto riguarda la penetrazione delle Fer, con l'obiettivo del 30% sui consumi finali lordi al 2030 (una tabella riporta il 29,7%, dato "da ritenersi non in contrasto con il contributo del 30% che l'Italia ritiene di fornire per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario", rimarca il Piano). Riguardo ai singoli settori, nell'elettrico la quota di rinnovabili sarà del 55,4%, nel termico del 33% e nei trasporti del 21,6%, "a fronte del 14% previsto dalla Ue", sottolinea una nota del Mise.

Quest'ultimo traguardo sarà raggiunto grazie a 6 milioni di veicoli elettrici su strada (di cui 1,6 mln "puri") ma anche ai biocarburanti e ai carburanti rinnovabili non biologici.

Prevista poi una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario Primes 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5% e la riduzione del Ghg (gas serra) vs 2005 per tutti i settori non Ets del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto da Bruxelles.

Il Piano è strutturato secondo 5 dimensioni: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività.

Tema particolarmente interessante è quello della sicurezza, strettamente legato al phase-

out del carbone al 2025 e al capacity market. Il presupposto è che "il gas continuerà comunque a svolgere nel breve-medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, per gli usi industriali e domestici e soprattutto per la generazione elettrica". Per cui "occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento". Quindi il Gnl senza dubbio. Ma viene menzionato anche il Tap. A conferma di un cambio di rotta in tal senso dell'Esecutivo (o meglio, della sua componente M5S). Mentre l'EastMed "potrebbe non rappresentare una priorità", proprio per la contestuale realizzazione del Tap.

Il Governo intende anche "intervenire sui piani Tyndp del Tso italiano (Snam) e del Tso tedesco (Tenp) per la parziale o totale riattivazione della linea del gasdotto Tenp fuori esercizio, in cooperazione con i Tso svizzero e i regolatori di Germania e Italia, introducendo eventualmente modalità di realizzazione dell'intervento anche a carico del sistema italiano, a valle di un'analisi costi/benefici che dimostri che, a fronte di tale costo, otterrebbe la riduzione del differenziale (strutturalmente pari a circa 2€/GWh su tutti i volumi di gas consumato in Italia)".

Sembra invece accantonato il progetto per la dorsale sarda del gas. Visto che la sola



Peso: 1-9%, 5-61%, 6-30%

disponibilità di Gnl "permetterebbe: di rifornire di gas naturale le industrie sarde - a prezzi in linea con quelli del resto d'Italia ove vengono adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema - e le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione del propano) e in costruzione, tutte già oggi compatibili con il gas naturale; di sostituire i carburanti per il trasporto pesante; di sostituire i carburanti marini tradizionali con Gnl introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti, nonché alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase-out delle centrali ora alimentate a carbone".

Sul fronte elettrico, le **stime di Terna** dicono che "in uno scenario inerziale, certamente al 2025, le soglie dei due indici Loe (Loss of Load Expectations, che rappresenta il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili, incluso l'import) e Ens (Expected Energy Not Served, che rappresenta l'eccedenza della domanda rispetto alle risorse disponibili, misurata in energia) non sarebbero rispettate".

Diventa dunque essenziale il **capacity market**, che sarà integrato con i limiti alle emissioni di CO2 e notificato a Bruxelles, con l'obiettivo di tenere "entro il corrente anno" la "relativa procedura d'asta funzionale a permettere proprio di avviare il processo di sostituzione di capacità a carbone o poco efficiente con nuova capacità a gas più efficiente e flessibile".

Il Piano parla quindi apertamente di "**nuova capacità a gas**". Sebbene rimarchi la necessità di "valutazioni più approfondite di adeguatezza oraria e locale con una analisi dinamica dei relativi flussi gas" anche per "l'eventuale decisione di localizzazione di nuovi impianti termoelettrici a gas a ciclo aperto ad alta efficienza per il bilanciamento della rete (peaker)

laddove la chiusura delle centrali a carbone ne renderà necessaria la costruzione".

I segnali di lungo termine riguardano anche le Fer, tramite i **Ppa**. Da questo punto di vista, si legge nel documento, "è stato già avviato uno studio che ha lo scopo di approfondire quale sia il contesto legale, regolatorio e tecnico per un diffuso utilizzo". Tramite il quale "si intende pervenire a una nomenclatura di riferimento, alla definizione delle possibili tipologie di Ppa e dei relativi elementi minimi per la stipula dei contratti, con esame delle esigenze delle diverse parti in causa (grandi consumatori, trader, aggregatori, produttori, finanziatori), nonché alla individuazione di eventuali barriere da rimuovere, di natura normativa o regolatoria".

Poi ci sono ovviamente gli **accumuli**: già al 2023 ne serviranno 1.000 MW tra idro e batterie, per arrivare a **6.000 MW al 2030**. Previsto in particolare l'incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti per un numero di ore annue pari a circa il 70% in più di quelle attuali e installazione di nuovi impianti per almeno 3 GW entro il 2030.

Il Piano contiene anche i dati del secondo catalogo sui sussidi dannosi in tema ambientale, annunciato dal ministro dell'Ambiente Sergio Costa lo scorso luglio (QE 10/7/18). Complessivamente, il catalogo individua 161 "misure di sussidi ambientalmente rilevanti in tutti i settori dell'economia nazionale", per un valore complessivo di 41,3 mld €. In particolare, ai fini del Piano energia clima sono state individuate 57 misure con impatto in campo energetico per un totale di 30,6 mld € nel 2017, dei quali 16,9 mld € costituiti da sovvenzioni ai combustibili fossili (45 misure). I sussidi dan-

nosi nell'energia elencati nel primo catalogo presentato due anni fa dal precedente Governo ammontavano a 11,2 mld € (QE 23/2/17).

Il documento affronta poi vari temi, tra cui quello della generazione distribuita, dell'apertura del dispacciamento e della sua progressiva evoluzione verso un modello "self-dispatch".

Ora per il Piano si apre la consultazione pubblica, anche tramite il **Portale** dedicato che sarà avviato nei prossimi giorni.

"È uno strumento che per raggiungere i propri obiettivi avrà bisogno del sostegno e della collaborazione attiva da parte di tutti gli stakeholders - ha commentato il sottosegretario Mise **Davide Crippa** - sia nella fase di predisposizione che di realizzazione. Per questo, prevediamo una consultazione a tutti i livelli e, soprattutto, con le parti interessate, comprese le parti sociali. Oltre alla consultazione tramite la Vas (Valutazione Ambientale Strategica) contiamo di realizzare un percorso strutturato di confronto attraverso tavoli tematici di lavoro che coinvolgeranno i diversi player. Inoltre, a breve, presenteremo in un **evento pubblico il portale dedicato** al Pniec, pensato per essere uno spazio di informazione e di dialogo sulle principali tematiche oggetto del piano, integrando anche la dimensione sociale della transizione energetica che, molto spesso, rappresenta la principale barriera al cambiamento".





Post tutela, "presto saranno algoritmi intelligenti a confrontare le offerte"

L'intervento del presidente di Arera, Besseghini, sul sito di Elettricità Futura: dall'integrazione sempre più stretta tra elettricità e gas al ruolo delle utility sul territorio. E, ovviamente, la digitalizzazione

"Con la fine della tutela e l'avanzare della digitalizzazione del cliente andrebbero superate alcune 'irigenuità' che caratterizzano l'approccio ad alcuni temi. In un tempo più breve di quello che crediamo, l'utente che consulta il 'portale offerte' verrà superato da algoritmi intelligenti che lo faranno al posto suo".

Questo uno dei passaggi più significativi dell'intervento del presidente Arera, Stefano Besseghini, a "La parola a...", sezione del sito di Elettricità Futura dedicata ai protagonisti del mondo dell'energia.

Un editoriale a tutto campo sul futuro del sistema energetico, sempre più integrato e digitale. E ovviamente su come la regolazione potrà accompagnare tale percorso.

Il numero uno dell'Autorità ribadisce innanzitutto la necessità di pensare il sistema come "un tutto integrato, superando le visioni a compartimenti stagni, ad esempio tra segmenti di attività o tra elettrico e gas". E "un'occasione prossima in tal senso è il Piano energia clima", che dovrà tenere conto di un'interazione sempre più stretta tra elettrico e gas. Anche in considerazione delle esigenze di

"flessibilità" imposte da "una situazione di grande incertezza e cambiamenti rapidissimi, come quello che ha visto passare dall'overcapacity del 30% all'alert estivo di Entso-E nel 2017 in soli 3-4 anni". Per Besseghini, peraltro, "il superamento della visione per settori chiusi deve estendersi anche al mondo della ricerca".

Il presidente Arera sottolinea poi il ruolo delle utility, in particolare "come elemento di snodo tra la programmazione di lungo periodo e di alto livello e la definizione delle strategie con un approccio bottom-up".

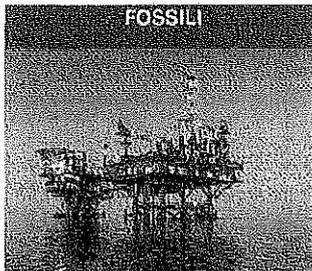
Quindi il tema del consumatore, sul quale si sentirà in particolare l'effetto della digitalizzazione. "Il digitale permette sempre più al cliente di indicare gli obiettivi lasciando alle macchine di perseguirli - rimarca Besseghini - Possiamo usare il tempo che ci separa dalla fine della tutela per sviluppare rapidamente la strumentazione. Lato regolazione l'architettura c'è già, probabilmente serve qualche altro addendo come l'albo dei venditori, che è qualcosa che manca e sul quale stiamo lavorando. Bisogna fare uno scatto tecnologico per capire anche che la profilazione della domanda, non la facciamo noi ma la faranno una serie di over the top, inclu-

dendo tra questi non solo Google, ma anche i nostri player energetici di alto livello".

Il presidente dell'Autorità auspica poi "investimenti più importanti" per il Sistema informativo integrato, "uno strumento che si deve potenziare per tutti i servizi che potranno aiutare il cliente, dalla centralità dei dati di misura al cambio di gestore".

E infine un occhio al futuro ruolo della bolletta, che "diventa sempre di più un veicolo in grado di trasferire informazioni dall'utente al sistema e dal sistema all'utente secondo un circolo virtuoso". Potrà quindi diventare "uno strumento in grado, oltre che di richiedere un corrispettivo, di dare informazioni sulla qualità del servizio; sulle opportunità offerte dalla crescente digitalizzazione del sistema e sui servizi nuovi che questo abiliterà e potrebbe anche diventare una piattaforma di scambio con l'utente", conclude Besseghini.



**I "no" del M5S si fermano
ai confini italiani (a pag. 6)****IL COMMENTO**

Fossili, i "no" del M5S si fermano ai confini italiani

Promosse invece le attività oil & gas all'estero

di L.T.

Al di là delle polemiche degli ultimi giorni sulle ricerche petrolifere (QE 7/12), è fuor di dubbio che il M5S ha sempre fatto dell'ambientalismo un caposaldo del suo "credo". Ma se in Italia il "no" ai fossili si è tradotto in battaglie come quelle contro il gasdotto Tap o l'upstream, all'estero l'atteggiamento del Movimento sembra diverso.

Lo scorso agosto, in visita al Cairo, il vice-premier e ministro dello Sviluppo economico, Luigi Di Maio, ha espresso soddisfazione per "le scoperte e le ricerche dell'Eni in Egitto che qui ci fanno apprezzare tantissimo". Il Cane a sei zampe, ha aggiunto, è "un attore produttivo importantissimo per questo Paese" (QE 29/8/18).

Di Maio ha poi presenziato il 19 dicembre a Palazzo Chigi alla firma da parte di Saipem, Saipem e Nuovo Pignone di "importanti accordi commerciali" relativi al progetto Arctic Lng 2 di Novatek e Total: un colossale polo Gnl costituito da tre impianti di liquefazione gas da 6,6 milioni di tonnellate l'anno ciascuno installati su piattaforme in cemento (alte 30 metri e con base di 330x152 metri) e relative strutture di stoccaggio da 687.000 mc. Il polo - situato nella penisola di Gyda sul Mar Glaciale Artico - servirà a sfruttare il vicino maxi-giacimento a gas di Utrenneye.

In effetti, come indica il Piano energia-clima italiano trasmesso oggi a Bruxelles, nel 2030 il nostro mix energetico sarà costituito ancora da fossili per il 70% e vi sarà bisogno di Gnl e di "nuova capacità" elettrica a gas. E i fossili bisognerà perciò continuare a produrli e trasportarli (lo stesso Piano ammette la necessità non solo del Tap ma forse anche dell'EastMed).

Non si vede però per quale motivo si dovrebbero valorizzare le risorse e dell'Egitto e dell'Artico e, allo tempo stesso, lanciare crociate contro quelle interne della Penisola.



Peso: 1-4%, 6-29%

TAP - Trans Adriatic Pipeline

Un progetto strategico per la Puglia, l'Italia e l'Europa

IL CORRIDOIO SUD - COS'È?

• Lo sviluppo del Corridoio Sud, che ha un valore complessivo di 40 miliardi di dollari, rappresenta la soluzione più promettente elaborata dall'Ue per aggiungere un nuovo fornitore di gas oltre a quelli già esistenti (Russia, Nord Africa e Mare del Nord, quest'ultimo in rapido esaurimento).

• Il "Corridoio Sud" è composto da una serie di progetti: i pozzi di estrazione nel Mar Caspio, i servizi e le piattaforme in mare aperto, l'espansione del Terminal Sangachal, da progetti di gasdotti in Azerbaijan / Georgia (SCP), Turchia (TANAP) e Grecia-Albania-Italia (TAP).

IL RUOLO DI TAP

NEL CORRIDOIO MERIDIONALE DEL GAS

• L'Unione Europea considera il gasdotto TAP **Progetto di Interesse Comune** per il raggiungimento degli obiettivi definiti dalle politiche energetiche comunitarie all'interno delle linee guida TEN-E. Lungo 878 km, TAP viene realizzato sulla base di un accordo intergovernativo firmato da Italia, Albania e Grecia che obbliga tutte le parti a fornire il necessario supporto per la realizzazione dell'infrastruttura nei tempi e nei modi stabiliti (prime forniture di gas a inizio 2020).

• I 10 miliardi di metri cubi all'anno inizialmente disponibili da Shah Deniz II equivalgono alla quantità di energia necessaria per 7 milioni di famiglie nei Balcani e in Europa occidentale. Sarà possibile raddoppiare la capacità a 20 miliardi di mc/anno, nel rispetto delle procedure europee previste e senza la posa di ulteriori tubazioni. **Tutto il gas che TAP trasporterà è già stato acquistato per 25 anni, anche da operatori italiani (Enel, Hera, Edison).**

PROGRESSI GENERALI

Al momento l'81% del gasdotto è stato completato, compresi l'ingegneria, gli acquisti e la costruzione

- 100% della pista di lavoro in Grecia e Albania;
- 97% dei tubi sono stati interrati;
- 85% della pista di lavoro è stata ripristinata e riconsegnata ai proprietari.

IL PERCORSO IN ITALIA

- ▶ una condotta sottomarina (offshore), da 36 pollici



Peso: 47%

(circa 90 cm) di diametro, con spessore variabile tra 20.6 e 34 mm, e lunga 45 km, che corre dalla linea mediana del Mare Adriatico fino al punto di approdo;

► un tunnel sotterraneo per l'attraversamento della linea di costa lungo 1485 m;

► una condotta interrata (onshore) da 36 pollici (circa 900 mm) di diametro, 26.8 mm di spessore e lunga circa 8 km;

► una valvola di intercettazione (Block Valve Station - BVS), presso l'estremità a terra del microtunnel, il cui scopo è quello di interrompere il flusso del gas e isolare le sezioni onshore e offshore del gasdotto per finalità di manutenzione e sicurezza;

► un Terminale di Ricezione del Gasdotto (Pipeline Receiving Terminal - PRT), a circa 8 km dalla costa, la cui funzione è quella di controllare e misurare fiscalmente la portata di gas naturale che viene immessa nella rete di Snam Rete Gas subito a valle del Terminale stesso.

LA SCELTA DELL'APPRODO

TAP ha identificato l'approdo dopo un'attenta analisi di altre ipotesi progettuali (12 alternative solo nello studio di impatto ambientale, localizzate tra Brindisi e Otranto). La scelta di San Foca come miglior approdo per la minimizzazione dell'impatto ambientale e la realizzabilità tecnica è stata confermata dal Ministero dell'Ambiente nel decreto di Valutazione d'Impatto Ambientale, che ha fatto proprio il parere positivo della Commissione Tecnica VIA, con prescrizioni volte a garantire ulteriormente l'ambiente e i cittadini.

IL TUNNEL PER L'APPRODO ITALIANO

L'approdo in Italia verrà realizzato con la tecnologia del microtunneling per evitare interferenze con la spiaggia e garantire la massima tutela ambientale

- 1,5 km lunghezza del tunnel
- Diametro esterno 3 m
- Uscita del tunnel in mare ad una profondità di 27 m
- Nessuna interferenza con la Posidonia oceanica
- Invisibile dalla costa

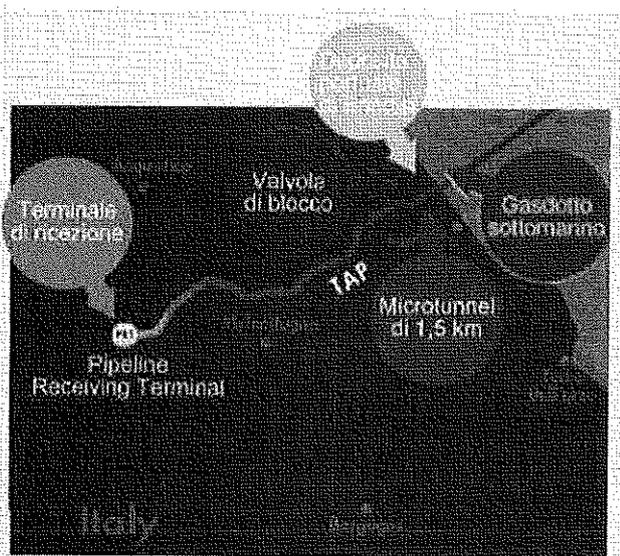
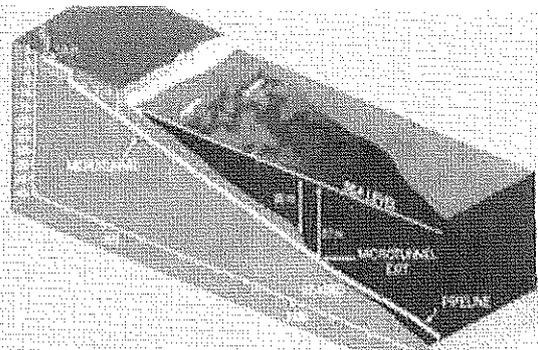
SOLUZIONI INGEGNERISTICHE

D'AVANGUARDIA - IL TERMINALE DI RICEZIONE

Il gas trasportato da TAP verrà immesso nella rete nazionale attraverso Terminale di Ricezione (pipeline receiving terminal - PRD). Il PRT serve semplicemente per misurare, controllare e quindi immettere gas naturale nella rete di Snam Rete Gas. Non verranno prodotte emissioni durante il normale funzionamento del gasdotto e del Terminale di Ricezione del Gasdotto (PRT), in quanto il gas non richiede alcuna lavorazione e non ne è previsto lo stoccaggio. Il terminale di Ricezione produrrà emissioni solo quando sarà necessario scaldare il gas per allineare la pressione dello stesso ai valori di immissione richiesti da Snam Rete Gas o in caso di interruzione.

L'AZIONARIATO DI TAP

					
SOCAR (20%)	BP (20%)	Snam (20%)	Fluor (10%)	Enbridge (10%)	Axpo (8%)
					



Peso: 47%

Biometano, Uni aggiorna norme su odorizzazione gas

In consultazione fino al 31 gennaio termini e definizioni, progettazione e costruzione impianti e depositi e modalità di fornitura

Il Comitato Italiano Gas (Uni/CT 112 Cig "Odorizzazione") ha aggiornato e messo in inchiesta pubblica preliminarmente fino al prossimo 31 gennaio quattro progetti sugli "Impianti di odorizzazione e depositi di odorizzanti per gas combustibili impiegati in usi domestici o similari", relativi alle parti 1, 2, 3 e 4 della serie Uni 9463 del 2012 che fornisce supporto normativo all'introduzione e allo sviluppo del biometano in Italia.

In particolare, Uni 1605618 "Parte 1: Termini e definizioni" fornisce le definizioni dei principali termini utilizzati per gli impianti di odorizzazione e depositi di odorizzanti per gas combustibili definiti dalla Uni EN 437. L'aggiornamento, spiega una nota, è necessario al fine di inserire nuove definizioni relative ai gas rinnovabili (biogas, biometano e biosyngas) e per allinearsi ai concetti espressi nella revisione della norma sulle cabine (Uni 9167).

Uni 1605619 "Parte 2: Impianti di odorizzazione - Progettazione, costruzione, collaudo e sorveglianza" stabilisce invece

i criteri di progettazione, costruzione, collaudo e sorveglianza degli impianti di odorizzazione associati alle reti di trasporto e di distribuzione dei gas combustibili definiti dalla Uni EN 437. Si applica per i soli criteri di progettazione, costruzione e collaudo agli impianti di odorizzazione di nuova realizzazione e agli impianti oggetto di modifica sostanziale e - per quanto concerne la sorveglianza - a tutti gli impianti esistenti, modificati o di nuova costruzione.

La norma è sottoposta ad aggiornamento per ampliare e meglio esplicitare i requisiti relativi agli impianti di odorizzazione a iniezione azionati da fonti esterne di pressione (diverse dal gas distribuito), al dimensionamento delle vasche di contenimento dell'odorizzante, alle modalità di collegamento tra i vari serbatoi nel caso di impianto a iniezione alimentato da più serbatoi, agli impianti di ri-odorizzazione per il rilancio dell'odorizzazione o installati nei

punti di interconnessione di impianti o porzioni di essi o per iniezione di biometano in rete e per allinearsi alle modifiche legislative in materia di prevenzione incendi.

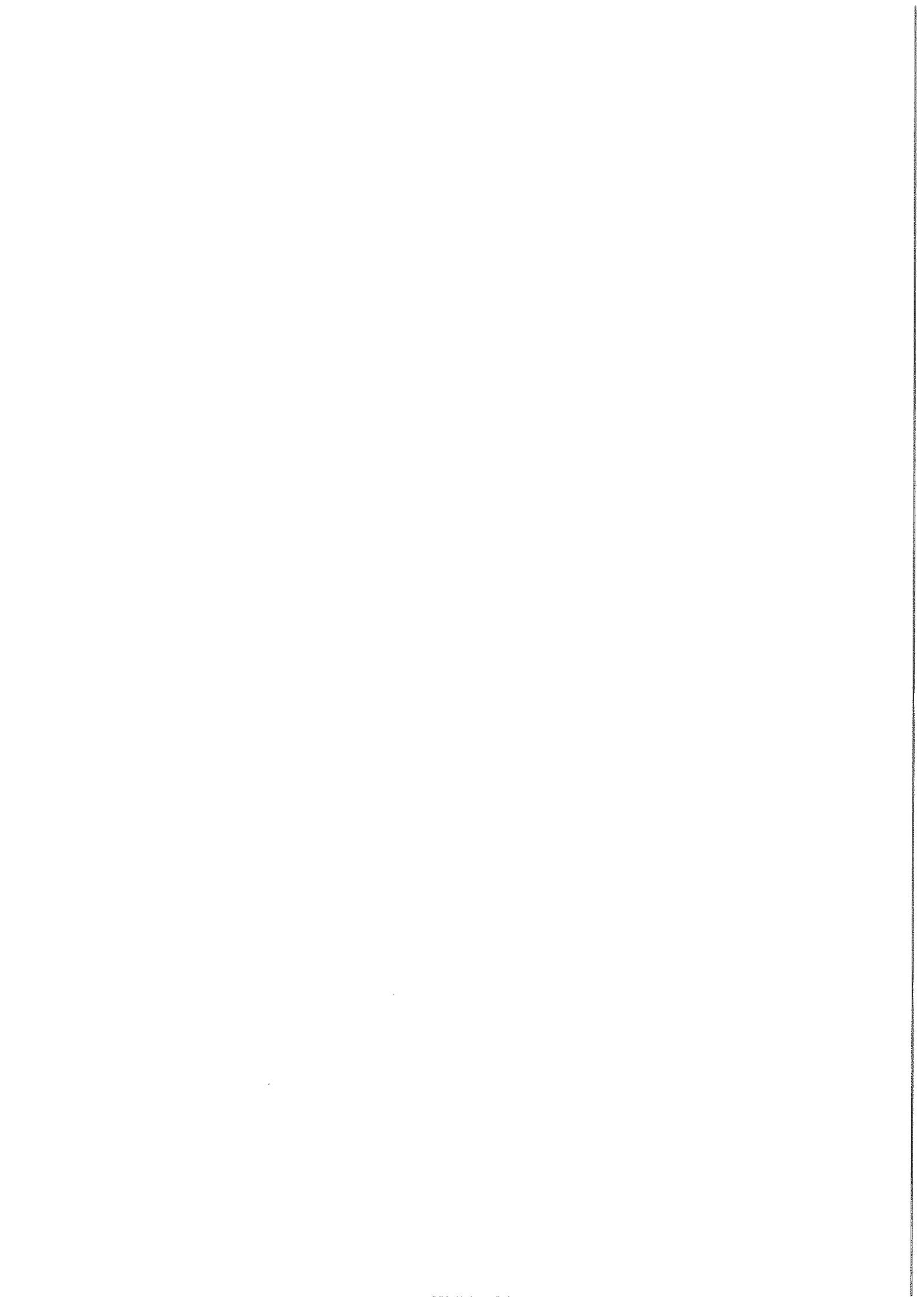
Il progetto Uni 1605620 "Parte 3: Depositati di odorizzanti - Progettazione, costruzione ed esercizio" specifica per parte sua i criteri di progettazione, costruzione ed esercizio dei depositi di odorizzanti per gas combustibili definiti dalla Uni EN 437.

Infine, Uni 1605621 "Parte 4: Modalità di fornitura di odorizzanti" specifica i criteri che, ai fini della sicurezza, devono essere seguiti per la fornitura degli odorizzanti di gas combustibili definiti dalla Uni EN 437 e per l'impiego dei contenitori mobili per odorizzanti.

Sia le norme relative a Uni 1605620 che a Uni 1605621 sono sottoposte a revisione "in coerenza con la modifica dei contenuti delle parti 1 e 2 della serie Uni 9463 e per aggiornamento all'evoluzione normativa internazionale", conclude la nota.



Peso: 37%



GARE DISTRIBUZIONE GAS

Servono davvero altre norme?

A rischio il quadro costruito con fatica

Sono passati più di 7 anni dall'emanazione della normativa sulle gare d'Atem, e più di 5 anni dall'adozione delle Linee guida per la definizione dei valori di rimborso, e se guardiamo alle gare aggiudicate, o di prossima aggiudicazione, si potrebbe percepire ancora un'apparente "stagnazione".

a pag. 7

Gare gas: sono veramente necessari nuovi interventi normativi?

Il rischio di compromettere il quadro faticosamente costruito e di sottrarre risorse finanziarie dal settore, con possibili profili di incostituzionalità. Meglio cercare soluzioni meno "invasive"

di Francesco Piron*

Sono passati più di 7 anni dall'emanazione della normativa sulle gare d'Atem, e più di 5 anni dall'adozione delle Linee guida ministeriali per la definizione dei valori di rimborso, e se guardiamo alle gare aggiudicate, o di prossima aggiudicazione, si potrebbe percepire ancora una situazione di apparente "stagnazione".

Certo i ritardi maturati, rispetto alle iniziali previsioni, vanno cercati in un insieme di concause tra cui, anzitutto, la complessità dello svolgimento delle attività di definizione delle consistenze impiantistiche e la determinazione dei relativi valori di rimborso ai gestori.

Ma va anche detto che parallelamente, in questo percorso, l'Arera ha stabilito anche alcune semplificazioni delle procedure di verifica di competenza e sta ormai completando il quadro regolatorio in materia, con il coinvolgimento dei gestori, degli enti locali e delle stazioni appaltanti (ad esempio, relativamente al il meccanismo di rivalutazione delle c.d. "Rab depresse"). Anche (l'auspicata) definizione di metodologie standard per le analisi costi-benefici funzionali alla valutazione ex ante della "tariffabilità" degli investimenti proposti in gara sembra essere in fase di definizione.

Quindi, a bene vedere, nonostante l'apparente staticità del quadro delle gare gas, sono stati fatti anche notevoli progressi nella predisposizione delle proce-

sure, grazie all'importante attività delle stazioni appaltanti e all'implementazione di un quadro regolatorio sempre più stabile e consolidato. E' la stessa Arera, del resto, ad avere reso noto recentemente come, a livello nazionale, il numero di Atem per cui le stazioni appaltanti hanno dato avvio alle procedure di accreditamento sulle piattaforme del regolatore, di verifica degli scostamenti Vir-Rab e di invio dei documenti di gara sia ormai notevolmente accresciuto, risultando quindi una situazione d'insieme molto più dinamica di quanto spesso non venga rappresentato.

E' proprio in questo frangente temporale che il settore assiste, però, contemporaneamente a nuove istanze, da parte delle associazioni dei Comuni e delle stazioni appaltanti, di incisive revisioni della normativa di riferimento, foriere - si ritiene - di distorsive alterazioni dell'equilibrio economico finanziario tra gestori ed enti locali nel contratto di servizio tipo, di un aggravio dei processi e tempi nelle procedure di gara, di aumenti, non quantificabili, degli esborsi finanziari a carico dei gestori partecipanti alle gare, con possibili effetti di riduzione nella partecipazione alle stesse procedure, nonché foriere



Peso: 1-7%, 7-91%, 8-26%

di ulteriori distrazioni di capitali destinati all'industrializzazione del servizio magari a favore della copertura di spese correnti degli enti locali.

Ci si riferisce in particolare a due proposte di emendamento presentate (e poi rigettate) in sede di definizione della Legge di Bilancio 2019, una delle quali poi ripresa anche da una recente interrogazione parlamentare rivolta al Ministero dello Sviluppo Economico, e inerente il cosiddetto "nodo ammortamenti" delle reti pubbliche, su cui il viceministro Galli sembra aver dato una qualche apertura (QE 10/01). La proposta, non nuova al settore, riguarda in particolare la retrocessione agli enti locali proprietari di reti, da parte dei gestioni aggiudicatari delle future concessioni d'Atem, della quota ammortamento di tali impianti pagata dalla tariffa. Se da un punto di vista meramente formale potrebbe apparire economicamente fondata la richiesta di un soggetto proprietario (diverso dal gestore) a ricevere le quote di ammortamento, viene sempre tacitato però da chi ha fatto di tale pretesa uno slogan contro i gestori che, di converso, il contratto di servizio tipo prevede che il gestore versi agli enti locali proprietari componenti tariffarie non spettanti, quali, in primis, la remunerazione del rischio di impresa di gestione, che l'autorità di regolazione, opportunamente, determina con riferimento ai parametri finanziari delle imprese di distribuzione e non degli enti proprietari, che svolgono attività di meri "affittuari" delle reti.

Il "nodo ammortamenti", quindi, è nella realtà un falso problema, perché già risolto sotto il profilo sostanziale dall'assetto dell'attuale contratto di servizio così come del resto ribadito (già da anni) in una apposita Faq del Mise. Diversamente, un accoglimento delle attuali istanze dei Comuni porterebbe, non solo a compromettere un equilibrato quadro norma-

tivo faticosamente costruito, ma anche a sottrarre risorse finanziarie dal settore della distribuzione gas: ciò quando - lo si ricorda - il Legislatore ha individuato univocamente nei gestori la responsabilità di investimento nell'esercizio delle future concessioni. Il riconoscimento della QA in capo alla società patrimoniale/enti locali comporterebbe infatti un ingiustificato arricchimento in favore di tali soggetti, in quanto si realizzerebbero degli spostamenti patrimoniali senza alcuna giustificazione giuridica e economica. Tali soggetti, infatti, già beneficiano della retrocessione della complessiva remunerazione del capitale corrisposta in tariffa. Riconoscere un'ulteriore compensazione a detti soggetti appare dunque non giustificato e, comunque, non proporzionato.

Anche ad ipotizzare una simile e non condivisibile scelta da parte legislatore, si sostanzierrebbero dei seri profili di incostituzionalità della nuova norma (es. violazione del principio di proporzionalità, quale declinazione di quello di ragionevolezza (ricavabile dall'art. 3 Cost.)).

Anche la seconda modifica normativa proposta sembra presentare criticità non minori. Si tratta della valorizzazione "a Vir" delle reti degli Enti Locali e loro società patrimoniali in caso di cessione delle stesse in sede di gara e del relativo riconoscimento tariffario per i gestori sottoposti all'acquisto. Da un punto di vista giuridico, la valorizzazione delle reti a Vir è dedicata alle reti dei gestori e comporta, come noto, una

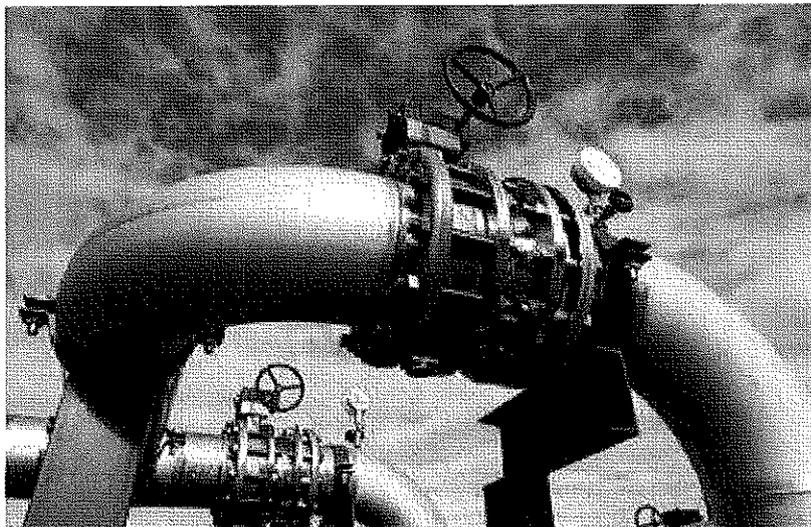
complessa attività in contraddittorio con gli enti concedenti e verifica con l'Arera. Il settore ha ormai riscontrato come proprio la delicatezza di questi processi abbia costituito, e costituisca, una delle prime cause dei ritardi delle gare rispetto agli iniziali obiettivi temporali.

Proporre, quindi, una riforma normativa che valorizzi a Vir anche gli asset degli Enti condurrebbe con ogni probabilità al blocco delle procedure di predisposizione dei bandi già in atto e ad ulteriori rallentamenti generali, a causa dei nuovi adempimenti a carico di tutti gli attori coinvolti (Enti Locali, Stazioni Appaltanti e Arera). Da non sottovalutare, inoltre, il fatto che l'aggravio degli iniziali esborsi che i gestori sarebbero chiamati a sostenere potrebbe diminuire il numero dei partecipanti alle gare, rivelandosi di fatto una barriera all'ingresso, in danno alla concorrenzialità del settore e contendibilità del servizio.

E' in considerazione di queste riflessioni che, effettivamente, nasce la domanda se i nuovi interventi normativi proposti siano effettivamente oggi necessari ed opportuni o se, piuttosto, per una più corretta valorizzazione degli impianti degli enti locali rispetto alle modalità attuali, non sarebbe preferibile ricercare soluzioni meno "invasive", che costituiscano occasione di un rilancio del settore nel quadro normativo già delineato (e non in suo stravolgimento che porterebbe, tra i numerosi effetti negativi, all'ennesima grave dilazione temporale delle gare).

Il dibattito è ancora aperto.

*Senior Partner Studio Macchi di Cellere Gangemi



Peso:1-7%,7-91%,8-26%

2025 CARBONE ADDIO

di **Francesca Basso**

C'è la data: l'Italia dirà addio definitivamente al carbone nel 2025. Lo ha annunciato il ministro dell'Ambiente Sergio Costa, lo ha messo nero su bianco il ministero dello Sviluppo, guidato da Luigi Di Maio, nella proposta del Piano nazionale integrato per l'energia e l'ambiente reso pubblico l'8 gennaio. Entro il 2025 le otto centrali a carbone (5 dell'Enel, 2 di A2A e una di Ep) in funzione in Italia saranno spente. Di queste, due alimentano la Sardegna, che produce elettricità per il 76% da fonte termoelettrica (di cui la metà circa viene dal carbone). Ma poiché è un'isola, «l'obiettivo della decarbonizzazione presenta problematiche con riferimento alla gestione in sicurezza della rete sarda», scrive il Mise nel Piano. Allarme lanciato anche dal presidente della Regione uscente Francesco Pigliaru, che prima in una lettera al premier Giovanni Conte, poi in un appello al ministro Di Maio — all'indomani del suo tour elettorale a Porto Torres e Cagliari a sostegno del candidato M5S alla Regione — ha chiesto come il governo intenda «assicurare entro il 2025 il fabbisogno energetico, termico ed elettrico della Sardegna». Perché un dato è certo: non c'è tempo da perdere.

La transizione

Il caso Sardegna è emblematico della transizione energetica. Se si riduce una fonte, si devono trovare soluzioni alternative che siano nuova produzione da rinnovabili, nuove interconnessioni, o nuove mini centrali a gas. La Sardegna, però, è l'unica regione a non avere ancora il metano o meglio è priva di accesso alla rete nazionale del gas con la pesante conseguenza che il prezzo non è allineato, è più alto. Per questo c'era (e c'è) un progetto di metanizzazione della Regione che prevede la realizzazione di tre depositi costieri di Gnl di piccolo volume da realizzare a Oristano più un altro progetto per Cagliari, oltre alle interconnessioni tra i depositi e le reti di distribuzione e un gasdotto Porto Torres-Cagliari. Di quest'ultimo, però non c'è traccia nel nuovo Piano energia, che invece prevede i

depositi costieri di Gnl. Ed è questo che preoccupa il presidente Pigliaru e i sindacati sardi, che hanno minacciato la mobilitazione e hanno chiesto al governo un tavolo di confronto perché «la mancanza del gas e della sua rete di distribuzione — hanno spiegato Filctem Cgil, Femca Cisl, Cisl Reti e Uiltec Uil — determina per la Sardegna una situazione di diversità infrastrutturale, rispetto alle altre regioni che non consente una transizione graduale dall'uscita dal carbone».

Le centrali da spegnere sono quella di Flumesanto (Sassari) di Ep Produzione e l'impianto di Portoscuso (Sulcis) dell'Enel. Entro il 31 gennaio va presentato un piano di riesame dell'Autorizzazione integrata ambientale, con il dettaglio del piano di fermata definitiva, pulizia e messa in sicurezza oltre al cronoprogramma. Invece nessuno sta ancora parlando di una *road map* per le soluzioni alternative. «Non solo non abbiamo ricevuto nessuna risposta — ha spiegato Pigliaru al *Corriere* — ma anzi le notizie raccolte sul Piano energia e clima, sul quale non è stata avviata alcuna consul-

tazione preventiva con le Regioni, sembrerebbero prevedere per la Sardegna uno scenario molto diverso da quello chiaramente delineato nella Sen e per noi del tutto inaccettabile». Il sottosegretario del Mise con delega all'Energia, Davide Crippa, contattato non ha risposto. La Sardegna è in piena campagna elettorale: si vota il 24 febbraio.

Il cambio



Peso: 58%

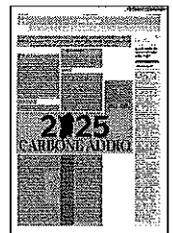
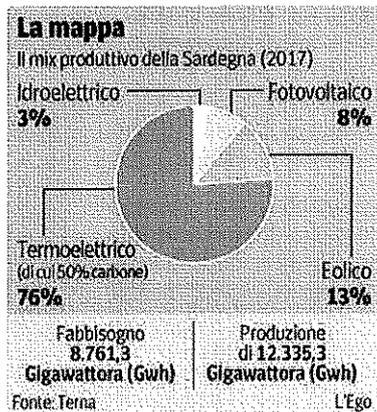
Nel Piano energia e clima si legge che «nel settore gas sono in corso di autorizzazione presso il Mise e il Mit numerosi progetti di depositi costieri di Gnl di piccolo volume da realizzare in Sardegna e in Adriatico (Ravenna e Porto Marghera) per lo scarico del Gnl da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti». Sono già stati autorizzati i depositi di Gnl della Higas e di Edison. C'è un terzo progetto di Ivi Petroliera. Mentre sono in fase di autorizzazione i depositi e il rigassificatore della Is Gas Energit Multi-Utilities presso il porto di Cagliari. Italgas sta già realizzando le reti cittadine per la distribuzione del gas e di recente ha acquisito alcune società locali, titolari della concessione per la distribuzione del gas a Sassari, Cagliari, Nuoro e Oristano. Del progetto di gasdotto presentato da Snam e Sgi al Mise, al ministero dell' Ambiente e alla Regione, che aveva l'obiettivo di creare un mercato unico del gas nell'isola e di ridurre il trasporto su gomma del Gnl, nel Piano invece non c'è alcuna traccia. Mentre sono necessari «per il phase-out dal carbone in Sardegna — spiega il Piano — una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente insieme a nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola nonché installazione di compensatori per almeno 250 MVAR», oltre al rafforzamento delle due interconnessioni esistenti. C'è però un problema di tempistica, lo riconosce anche il Piano. «Considerati i tempi medi di autorizzazione del Pia-

no di Sviluppo e dei tempi necessari alla progettazione, autorizzazione e realizzazione delle opere — si legge — è necessario monitorare il processo, anche sui volumi di energia rinnovabile che saranno nel frattempo sviluppati, e mettere in campo azioni di accelerazione, in modo da arrivare ad avere e dare certezza sui tempi del processo». Il fatto è che il Piano è ora in consultazione. Una cabina di regia non è stata definita. Servono investimenti (solo per il cavo sottomarino 2,6 miliardi) e una certezza normativa. Ad esempio non sono stati chiariti i meccanismi che disciplineranno il regime regolatorio applicabile alle infrastrutture e senza i quali gli operatori non iniziano a costruire. Insomma, c'è molta incertezza. Oggi si tiene la conferenza di servizi per Eurallumina di Portovesme e sul tavolo c'è il problema della fornitura di energia termica ed elettrica. Ma il costo dell'energia è cruciale per tutte le industrie energivore del Sulcis. E il 2025 è dietro l'angolo...

© RIPRODUZIONE RISERVATA

Il futuro incerto del gasdotto e il nodo degli investimenti privati per i depositi di metano

L'Italia spegnerà le centrali entro sei anni. La Sardegna ha 2 degli 8 impianti del Paese, dipende dal termoelettrico per il 76% e non ha il metano. Il nuovo Piano energia individua gli interventi: depositi costieri di Gnl e un cavo elettrico sottomarino. Ma il tempo stringe



Peso:58%

FRANCIA-SPAGNA

No al gasdotto dai regolatori

Cre e Cnmc bocchiano il progetto Teréga-Enagás

"Non risponde alle esigenze del mercato". Intanto ok a 2,2 mld € di investimenti nelle reti transalpine.

a pag. 11

Interconnessione gas Francia-Spagna bocciata dai regolatori Cre e Cnmc

Il progetto Step di Teréga e Enagás "non risponde alle esigenze del mercato". Intanto ok a 2,2 mld € nelle reti transalpine

Il gasdotto South Transit East Pyrenees (Step), progetto di Teréga (Snam 40,5%) ed Enagás per la realizzazione di un terzo collegamento tra Francia e Spagna (QE 27/3/18), "non risponde alle esigenze del mercato né presenta una maturità sufficiente per una decisione favorevole dei regolatori e, a maggior ragione, per una decisione di ripartizione transfrontaliera dei costi". Lo annuncia oggi il regolatore francese Cre, che d'intesa con l'omologo spagnolo Cnmc ha espresso parere negativo alla richiesta di investimento per Step presentata lo scorso luglio da Teréga e Enagás.

La Cre ricorda in una delibera che Step, inserito dalla Ue tra i Progetti di interesse comune europeo (QE 22/11/18), prevede la creazione al 2022, con un costo stimato in 442 milioni di euro di cui 290 sulla rete di Teréga, di una capacità di interconnessione tutta interrompibile di 180 GWh/giorno dalla Francia verso la Spagna e di 230 GWh/giorno in senso inverso, che si andrebbe ad aggiungere agli esistenti 225 GWh/giorno (di cui 60 GWh/giorno interrompibili) dalla Francia alla Spagna.

Pur riconoscendo che "un mercato del gas liquido e ben interconnesso nell'Europa Sud-Occidentale è essenziale per ottenere prezzi del gas competitivi e allineati", Cre e Cnmc bocchiano il progetto Step per sei ragioni: la capacità offerta è solo interrompibile, il mercato non ha mostrato interesse commerciale come evidenziato dalle open season e dai market test svolti, l'esistente capacità di interconnessione gas Francia-Spagna non è congestionata e non è interamente contrat-

tata (e la parte non contrattata è quasi tutta interrompibile), il costo del progetto è elevato in confronto agli standard europei e alle stime di Acer, Step non garantisce il price coupling tra gli hub del gas in Francia e Iberia dato che l'impossibilità di contrattare capacità firm di lungo-termine impedirà agli shipper di firmare contratti di lungo-termine con l'effetto che i prezzi del gas resteranno meno competitivi per i consumatori iberici, le analisi costi-benefici sviluppate da Pöyry su mandato della Commissione Ue mostrano che i primi sono superiori ai secondi in 4 dei 6 scenari considerati e che i benefici sono preminenti solo negli scenari più estremi (Gnl molto costoso e mancanza di gas in Algeria) e peraltro concentrati in Spagna e Portogallo.

Di conseguenza, i due regolatori raccomandano a Teréga e Enagás una "ulteriore valutazione" del progetto, tenendo conto del futuro ruolo del gas nella regione dopo l'approvazione del Pacchetto energia Ue, la completa attuazione dei codici di rete e la creazione di un'area di mercato unica in Francia (QE 5/11/18). In particolare, i due Tso dovrebbero valutare la possibilità di offrire capacità firm e "una configurazione alternativa del progetto più efficiente sotto il profilo dei costi".

La Cre ha intanto approvato i programmi d'investimento per il 2019 di Rte, GRTgaz e Teréga, che prevedono una spesa complessiva di 2.188,7 mln € per il rafforzamento e l'adeguamento delle reti elettricità e gas.

Più in dettaglio, Rte (Edf 50,1%) prevede di investire 1.641,6 mln €, il 10% in più rispetto



Peso: 1-4%, 11-57%

al 2018. Un quarto della spesa del Tso elettrico (408,5 mln €) andrà allo sviluppo delle reti di grande trasporto e delle interconnessioni, in particolare i progetti Ila2 con il Regno Unito (214,2 mln €) e Savoia Piemonte con l'Italia (89,4 mln €). Le due interconnessioni, ricorda la Cre, hanno un budget totale di, rispettivamente, 392,5 e 475 mln € ed entreranno in servizio nel 2020.

Il programma di GRTgaz (Engie 75%) prevede invece investimenti nella rete dei gasdotti per 444 mln €. Il calo del 16% sul 2018, spiega il regolatore, si deve al completamento del progetto Val de Saône. Le spese relative alla rete principale si attestano a 27 mln €, contro i 160 mln € dell'anno scorso. Quasi la metà degli investimenti di GRTgaz (208 mln €) andranno alla sicurezza e all'ammodernamento

dei gasdotti (+12% sul 2018).

Infine, Teréga prevede di investire 103,1 mln € nel corso del 2019. Anche in questo caso la contrazione sul 2018 (-17,7%) è dovuta alle spese sulla rete principale (26,5 mln €), che scendono del 57,3% rispetto all'anno precedente a seguito del completamento del gasdotto Guascogna-Midi (nel budget di quest'anno sono però ancora inclusi 11,8 mln € per il ripristino delle aree). Gli investimenti di Teréga per la sicurezza e la manutenzione della rete ammonteranno a 44,3 mln €.



DECRETO SEMPLIFICAZIONI: VOTAZIONI NELLA NOTTE

Patto sull'energia: no alle trivelle, impianti idroelettrici alle Regioni

Verso intesa M5S-Lega sulle concessioni. Stop a «tassa bontà» con voto Pd

**Carminé Fotina
Marco Mobili**

ROMA

Via libera alla norma "blocca trivelle" ma anche all'emendamento sulla "regionalizzazione" delle concessioni idroelettriche. È sul filo di questo scambio che si gioca l'accordo M5S-Lega sul decreto semplificazioni. Nel provvedimento, che dopo uno sprint notturno nelle commissioni dovrebbe arrivare oggi nell'Aula del Senato, a meno di tre ore dalle votazioni finali sono destinate ad entrare entrambe le proposte. La Lega punta forte sul riordino delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche: in estate fu il sottosegretario a Palazzo Chigi, Giancarlo Giorgetti, a parlare della necessità di rivedere le regole su quello che, citando il caso della Valtellina, definì «petrolio bianco delle Alpi». Da un lato gli operatori attivi con concessioni già scadute dovranno corrispondere un canone aggiuntivo rispetto a quello demaniale. Dall'altro, alla scadenza delle concessioni in corso, le opere di raccolta, di regolazione e di derivazione, principali e accessorie, i canali adduttori dell'acqua, le condotte forzate ed i canali di scarico passereb-

bero, «senza compenso, in proprietà alle regioni, in stato di regolare funzionamento». L'emendamento prevede però indennizzi in caso di investimenti per la parte non ammortizzata.

Se l'emendamento sarà approvato, a quel punto le regioni potranno indire o anche affidare direttamente le concessioni (per un periodo compreso tra 20 e 40 anni) a una società mista pubblico-privata o potranno optare per il partenariato.

Entro il 31 marzo 2020 le procedure di assegnazione andranno fissate con leggi regionali. Il via libera grillino a questa proposta potrebbe sciogliere di riflesso il nodo sulle "trivelle". La moratoria voluta da M5S sulle autorizzazioni in corso e sui nuovi permessi per lo sfruttamento di giacimenti di gas e petrolio verrebbe ridotta. In base all'accordo, il Piano sulle aree idonee andrebbe approvato entro 12 mesi (ultima richiesta della Lega) o al massimo 18 mesi (ultima controproposta M5S). Ma il comma decisivo è un altro: «In caso di mancata approvazione del Piano» i permessi sospesi riprenderebbero efficacia entro due anni (e non più 3 come nella versione iniziale, ndr) dalla data di entrate in vigore della legge di conversione del decreto».

Tanti gli emendamenti riformulati ieri nelle commissioni e su cui il Governo ha chiesto alcuni aggiustamen-

ti, soprattutto sulle coperture. Tra questi, destinati ad essere approvati nel corso della notte, c'è anche quello grillino che introduce la nuova figura giuridica della Sis, ossia la società di investimento semplice destinata a favorire il venture capital (si veda il Sole 24 Ore di ieri). Nella nuova versione viene però cancellata l'esenzione fiscale sul capital gain. Trovate invece le risorse, almeno per un anno, per il ritorno dell'Ires agevolata al 12% per il no-profit sostenuto anche dal Pd. Il sottosegretario all'Economia, Massimo Garavaglia, ha confermato che le risorse per la correzione arriveranno da «fondi disponibili». Con un altro emendamento a Stelle, poi, passerebbe da 3 a 12 mesi il tempo utile per i datori di lavoro che intendono mettersi in regola con i versamenti previdenziali ai fini del Durr.



Peso: 11%

PANORAMA**RINNOVABILI****Confindustria Energia:
un piano da 96 miliardi
per le infrastrutture**

Gli obiettivi indicati nella proposta di Piano nazionale per l'energia e il clima che prevede un 30% di consumi finali coperti da rinnovabili entro il 2030. Una crescita significativa a supporto della quale anche le infrastrutture energetiche dovranno fare la loro parte. Ecco perché l'intera filiera riunita sotto Confindustria Energia ha firmato uno studio, presentato ieri nel corso di un convegno, che stima in 96 miliardi gli investimenti necessari per le infrastrutture energetiche primarie nel periodo 2018-2030 previste nei piani di sviluppo delle associazioni aderenti (Anigas, Assogasliquidi, Assomineraria, Elettricità Futura, Igas e Unione Petrolifera), da Snam e Terna. «Il ruolo delle infrastrutture

energetiche nei prossimi anni sarà cruciale - ha spiegato ieri il presidente di Confindustria Energia, Giuseppe Ricci - in quanto dovrà essere in grado di accompagnare la trasformazione del modello energetico conseguente alla crescita delle rinnovabili». Ma avrà anche riverberi sull'economia come documenta l'indagine illustrata ieri da Roberto Potì, coordinatore del progetto e vicepresidente di Confindustria Energia, e da Giorgio Biscardini, partner Pwc Strategy& gli investimenti indicati avranno un impatto addizionale sul Pil progressivamente crescente dallo 0,3% nel 2018 allo 0,9% nel 2030 al netto di fiscalità indiretta, royalties e canoni concessori.



Giuseppe Ricci, Presidente di Confindustria Energia

Un tassello strategico, dunque, per la crescita. Ne è convinto anche il ministro per gli Affari europei, Paolo Savona, che ha sottolineato «quan-

to gli investimenti nell'energia rappresentano la spina dorsale dello sviluppo economico». Occorre quindi procedere su questo versante perché, ha aggiunto, rispondendo alle previsioni di Bankitalia sul Pil, «se riusciamo a mobilitare l'1% di investimenti in più cresciamo dello 0,6%: se si attuano l'1% degli investimenti riusciamo a spostare il Pil nel giro di dodici mesi di almeno l'1 per cento». Quanto allo sforzo richiesto al comparto, per assicurare la transizione energetica con l'obiettivo della decarbonizzazione, «condiviso a livello globale», è necessario, ha sottolineato Luigi Ferraris, ad di Terna, «fare investimenti importanti utilizzando le migliori tecnologie e pianificando in maniera integrata». Mentre il ceo di Snam, Marco Alverà, ha evidenziato la necessità di «sbottigliare le interconnessioni» e di una rete più integrata a livello Ue: «Francia e Spagna ancora non trovano un accordo per lo sbottigliamento delle interconnessioni che permettere di beneficiare dei rigassificatori in Spagna». Insomma, le infrastrutture energetiche sono un passaggio ineludibile, è il messaggio del convegno al quale hanno partecipato anche il sottosegretario del ministero dello Sviluppo, Andrea Gioffi, il questore del Senato, Paolo Arrigoni (Lega) e il presidente Commissione Industria di Palazzo Madama, Gianni Giroto (Cinquestelle). Ma, è la chiosa di Ricci, «questi importanti investimenti vanno fatti nei tempi e nei modi giusti». Tradotto: per la buona riuscita dei progetti servono certezza del contesto normativo e semplificazione degli iter autorizzativi, come ha ribadito anche Luca D'Agnesse, direttore per le Infrastrutture, Pa e territorio di Cdp.

— Celestina Dominelli

È RIPRODUZIONE RISERVATA



Codice abbonamento: 142929