

Rif. Camera Rif. normativi

XVIII Legislatura

X Commissione

Resoconto stenografico

Seduta n. 15 di Mercoledì 8 maggio 2019

Bozza non corretta

INDICE

Sulla pubblicità dei lavori: [Saltamartini Barbara](#) , *Presidente ...* [2](#)

INDAGINE CONOSCITIVA SULLE PROSPETTIVE DI ATTUAZIONE E DI ADEGUAMENTO DELLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE AL PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA PER IL 2030.

Audizione di rappresentanti di Italgas.

[Saltamartini Barbara](#) , *Presidente ...* [2](#)

Gallo Paolo , *Amministratore delegato di Italgas ...* [2](#)

[Saltamartini Barbara](#) , *Presidente ...* [20](#)

[Vallascas Andrea \(M5S\)](#) ... [20](#)

[Bonomo Francesca \(PD\)](#) ... [21](#)

[Patassini Tullio \(LEGA\)](#) ... [21](#)

[Manca Gavino \(PD\)](#) ... [22](#)

[Bersani Pier Luigi \(LeU\)](#) ... [23](#)

[Saltamartini Barbara](#) , *Presidente ...* [23](#)

Sigle dei gruppi parlamentari:

Movimento 5 Stelle: M5S;

Lega - Salvini Premier: Lega;

Partito Democratico: PD;

Forza Italia - Berlusconi Presidente: FI;

Fratelli d'Italia: FdI;

Liberi e Uguali: LeU;

Misto: Misto;

Misto-Civica Popolare-AP-PSI-Area Civica: Misto-CP-A-PS-A;

Misto-Minoranze Linguistiche: Misto-Min.Ling.;

Misto-Noi con l'Italia-USEI: Misto-NcI-USEI;

Misto-+Europa-Centro Democratico: Misto-+E-CD;

Misto-MAIE - Movimento Associativo Italiani all'Estero: Misto-MAIE;

Misto-Sogno Italia - 10 Volte Meglio: Misto-SI-10VM.

Testo del resoconto stenografico

PRESIDENZA DELLA PRESIDENTE BARBARA SALTAMARTINI

La seduta comincia alle 10.05.

Sulla pubblicità dei lavori.

PRESIDENTE. Avverto che la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche attraverso la trasmissione televisiva sul canale satellitare della Camera dei deputati, nonché la trasmissione diretta sulla *web-tv* della Camera dei deputati.

Audizione di rappresentanti di Italgas.

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia energetica nazionale al Piano nazionale energia e clima per il 2030, l'audizione di rappresentanti di Italgas.

Nel dare la parola all'amministratore delegato, ingegner Paolo Gallo, che saluto, ricordo che l'audizione è finalizzata esclusivamente a ottenere elementi istruttori utili ad approfondire le tematiche oggetto del programma dell'indagine conoscitiva.

PAOLO GALLO, *Amministratore delegato di Italgas*.

Grazie, presidente. Un saluto a tutti i deputati presenti. Mi fa molto piacere essere in questa sede. Ho consegnato alla presidenza una breve presentazione scritta. Nella prima parte della mia relazione vi racconterò, per chi non la conosce, che cos'è e che cosa fa Italgas, ma ci saranno già all'interno della prima parte diversi spunti relativi ai suggerimenti e ai commenti che abbiamo relativamente al Piano integrato per l'energia e il clima. Li riprenderò e poi nella parte finale farò una sintesi di come noi vediamo il mercato del gas all'interno del Piano integrato per l'energia e il clima.

Brevemente, chi è Italgas? Italgas è una delle aziende più antiche d'Italia. È stata fondata nel 1837, quando ancora l'Italia non esisteva. E la cosa interessante è che nasce come azienda che faceva l'illuminazione pubblica della città di Torino utilizzando il gas prodotto dalla combustione del carbone. Non vi racconto tutti gli altri passaggi della storia di Italgas, perché forse li conoscete. Ricordo solo che Italgas viene successivamente de-listata ed entra a far parte del gruppo Eni. Viene poi ceduta alla Snam. A novembre 2016, si separa da Snam e torna a essere quotata. Ci avviciniamo ormai, quindi, ai 182 anni di attività.

Questa è una breve rappresentazione della nostra struttura societaria, struttura societaria che si è evoluta soprattutto negli ultimi due anni perché abbiamo avviato un'intensa attività di acquisizioni su tutto il territorio nazionale.

In attesa che le gare gas vengano svolte, il nostro obiettivo di crescita e di consolidamento di settore è uno degli obiettivi principali che abbiamo nel nostro piano strategico. Non vi illustro, evidentemente, tutto questo dettaglio.

Le acquisizioni che abbiamo fatto di società medio-piccole sono state effettuate principalmente nel sud Italia, nelle isole, in particolare in Sardegna, su cui poi faremo un piccolo richiamo successivamente.

Italgas è presente in tutta Italia. Sono circa 70.000 i chilometri di rete gestiti. Gestiamo – i punti di riconsegna a cui si fa riferimento nella documentazione scritta, sono i cosiddetti contatori, quindi sono i clienti finali – più di 7,5 milioni di contatori. Abbiamo una quota di mercato di poco più di un terzo, quasi del 35 per cento, e oltre 4.000 dipendenti.

Passo a una breve descrizione del nostro ambito di attività. Come sapete, quello del gas è un mercato che è stato suddiviso, la filiera del gas è stata suddivisa negli anni. Partiamo dai primi decreti degli anni 2000. La parte di trasporto e di stoccaggio è gestita interamente da Snam, mentre la vendita è il mercato libero, dove operano più operatori, che forniscono direttamente il cliente finale.

Noi siamo nella parte intermedia. Generalmente, la suddivisione tra la parte di trasporto e quella di distribuzione è basata sulla pressione del gas. Noi operiamo reti, anche se le chiamiamo di media e bassa pressione, comunque al di sotto dei 5 bar di pressione. Abbiamo dei punti di contatto con la rete di Snam, cosiddetti *city gate*, dove ci viene consegnato il gas, che viene poi portato al cliente finale per nome e per conto delle società di vendita. Faremo poi una breve illustrazione su come funziona la rete. Noi ci occupiamo dai cosiddetti *city gate* fino al contatore, quindi fino al punto di consegna al cliente finale del gas.

Fatta questa breve descrizione, vorrei parlarvi, anche se immagino le conosciate, soprattutto per gli impatti sulla parte della distribuzione del gas, delle varie politiche internazionali e nazionali relative al quadro più ampio dell'energia. Come sapete, c'è stata una serie di linee guida, il COP22, le linee guida dell'Unione europea sul *Clean Energy Package*, c'è una strategia energetica nazionale che risale al 2017, aggiornata col Piano nazionale, il PNIEC (Piano nazionale integrato per l'energia e il clima), che hanno degli impatti in generale sul mercato dell'energia, ma anche in particolare sui distributori del gas.

Nella documentazione abbiamo voluto evidenziare le aree che più hanno a che fare sui distributori del gas. In particolare, se parliamo di digitalizzazione, di *green gas*, ovvero di biometano, o di *power-to-gas*, sono argomenti che riprenderò tra breve e che hanno un impatto diretto sui distributori del gas. In particolare, la parte del *power-to-gas* è un elemento rilevante per quanto riguarda l'integrazione delle rinnovabili all'interno del mercato dell'energia. In generale, le reti di distribuzione del gas danno una flessibilità e una sicurezza in termini di offerta di energia.

Noi poi ci stiamo concentrando, e lo vedremo tra poco, sulla parte di innovazione e di digitalizzazione delle reti stesse.

Ho voluto ricordare qui il Trattato di Parigi, il COP21, e alcuni elementi di rilievo, che in particolare poi hanno un impatto relativamente al settore del gas e della distribuzione.

Tra le previsioni del COP21, firmato a dicembre 2015, ci sono la dismissione del carbone e la sostituzione della produzione elettrica basata sul carbone con cicli combinati a gas e con fonti rinnovabili.

Ci sono altri due elementi rilevanti che mi fa piacere richiamare: il *power-to-gas*, di cui daremo dopo una descrizione, metodo estremamente efficace per poter immagazzinare energia e renderla disponibile quando c'è l'offerta, e che quindi va a fare un'attività sinergica rispetto all'utilizzo delle rinnovabili; la produzione del biometano dalla digestione anaerobica in particolare dei rifiuti urbani.

Questo è un elemento che negli ultimi sei-dodici mesi è diventato estremamente importante anche in Italia. Abbiamo ricevuto, così come Snam, tantissime richieste di allacciamento di impianti che producono biometano dalla digestione anaerobica dei rifiuti e che, proprio per la produzione di biometano, hanno richiesto l'allacciamento alle reti di distribuzione del gas così come alle reti di trasporto del gas. La differenza degli allacciamenti non è tanto legata al fatto che uno preferisca il trasporto alla distribuzione, quanto alla vicinanza che ha l'impianto di digestione anaerobica alla rete: se è più vicino alla rete di trasporto, si chiede alla rete di trasporto Snam; se è più vicino alla rete di distribuzione, lo si chiede a noi.

Proseguendo su questa carrellata di scenario, questa è un po' la nostra visione, nel senso che abbiamo raccolto vari scenari relativamente ai consumi di gas in Italia.

Come sicuramente sapete, fino agli anni 2007-2008 le previsioni di domanda del gas in Italia erano continuamente in crescita. Si era arrivati quasi a 80 miliardi di metri cubi di gas consumato in Italia. Ovviamente, il periodo della crisi ha visto una riduzione significativa del consumo di gas per gli anni 2013-2014. In questi ultimi anni, il consumo di gas è significativamente aumentato.

Come vedete, il 2017 si è chiuso ai livelli del pre-crisi.

Le previsioni che abbiamo raccolto, facendo un po' un involuppo di tutte le previsioni, variano negli anni e indicano una leggera crescita, nel caso dello scenario massimo del consumo di gas in Italia, o una decrescita dovuta più che altro a un miglior utilizzo del gas stesso, quindi a una serie di interventi di efficientamento energetico. Quello che rimane comune, però, a tutti gli scenari è che si prevede che i consumi di gas che transitano sulla rete di distribuzione, quindi i consumi residenziali e della piccola azienda, rimangano costanti negli anni intorno ai consumi attuali.

Passo a una breve visione dell'Italia. L'Italia è il terzo mercato in termini di consumo di gas naturale dopo la Germania e l'Inghilterra. Ha una delle reti più sviluppate in Europa, perché ci sono circa 35.000 chilometri di rete di trasporto, ma soprattutto ci sono 260.000 chilometri di rete di distribuzione locale. Relativamente alla rete di distribuzione, le differenze, come vi dicevo, sono dovute all'utilizzo della pressione. È così grazie a tutti gli investimenti che sono stati fatti a partire dalla metanizzazione dell'Italia, e infatti noi abbiamo un primato forse non così noto, ovvero abbiamo la maggior penetrazione della rete di distribuzione verso i cosiddetti *household*, verso la parte residenziale: il 92 per cento delle case degli italiani è raggiunto dalla rete di distribuzione del gas.

Direi che è un *unicum*. Se si guarda il grafico riportato nella documentazione, si vede che l'Inghilterra, che è il primo consumatore di gas in Europa, ha l'82 per cento, ma immediatamente dopo la percentuale scende in modo significativo. Evidentemente è il risultato di politiche energetiche diverse negli anni, voglio ricordare la Francia, che ha una penetrazione molto bassa, ma perché ha scelto di investire sul nucleare e poi di distribuire tutta l'energia elettrica.

Questo è un elemento che vorrei sottolineare come molto rilevante, perché poi vedete che anche in termini di capillarità della rete di distribuzione noi abbiamo una dimensione della rete inferiore soltanto alla Germania, ma dobbiamo anche confrontare la dimensione geografica della Germania stessa.

In questo panorama, Italgas, pur operando in un mercato competitivo – avete visto che come azienda abbiamo circa il 35 per cento di quota di mercato, operiamo in un mercato competitivo nel senso che le concessioni sono oggetto di gara e gli operatori, come vedremo tra poco, sono numerosi – siamo il terzo operatore in Europa in termini di numero di contatori gestiti e il quarto in termini di dimensione della rete.

A livello italiano, siamo il primo operatore. Siamo, assieme a 2i Rete Gas, l'unico operatore con una rilevanza nazionale, cioè siamo presenti su tutto il territorio nazionale. Poi abbiamo altri operatori, molto radicati su zone territoriali. Penso a Hera, ad A2A, a Iren, che hanno un radicamento molto importante sulle loro zone di influenza, ma che non hanno una presenza a livello nazionale.

Sembra che di operatori non ce ne siano poi così tanti, ma se guardiamo il numero di operatori, è molto elevato. Nonostante negli anni si sia progressivamente ridotto, oggi abbiamo più di 200 operatori.

Quello che colpisce da questa breve analisi è che gli operatori piccoli e medio-piccoli, che in termini numerici rappresentano il 77 per cento, in realtà distribuiscono soltanto l'11 per cento del volume di gas. Abbiamo una frammentazione molto elevata, che dovrebbe essere superata dalle gare che si dovrebbero tenere di assegnazione degli ATEM (Ambiti territoriali minimi), con una concessione non più comunale, ma di aree d'ambito.

È anche importante il consolidamento di settore. Consolidare il settore significa non solo poter fare più investimenti – il numero di investimenti che riusciamo a fare come società più grande è nettamente più elevato se lo confrontiamo in termini di euro rispetto a quello che fanno le società medio-piccole – ma anche perché se ne avrebbe un beneficio in termini di costo per il cliente finale.

Ho voluto riportare nella documentazione una tabella che mostra oggi quello che viene riconosciuto in termini regolatori per euro a contatore gestito: questo numero serve a coprire tutti i costi del personale, il costo dell'*information technology*, il costo delle manutenzioni. Questo è un riconoscimento *standard* che l'Autorità dà, che la regolazione dà a ciascun operatore, ma varia a seconda della dimensione dell'azienda e della densità del territorio servito dall'azienda.

Nelle tabelle abbiamo posizionato Italgas.

Si può vedere sulla tabella a sinistra della *slide* della documentazione che andiamo da un minimo di 32 euro per contatore a un massimo di 48.

I piccoli operatori, che hanno anche problemi di investimento, in realtà hanno anche un costo in termini di gestione, che si riflette poi sul cliente finale, decisamente più elevato.

L'Autorità ha già individuato poi un miglioramento da questo punto di vista, che si può vedere sulla destra della *slide*: una volta che le gare d'ambito saranno concluse, il riconoscimento in termini di euro a contatore riconosciuto ai vari operatori sarà sempre differenziato a seconda della dimensione dell'ambito e della densità, ma la differenza tra il valore minimo riconosciuto e il valore massimo si riduce in modo significativo.

Faccio un esempio per chiarire forse meglio quello che volevo dire con questa *slide*.

Dal giorno dopo in cui abbiamo acquisito una serie di piccoli operatori, che magari ricevevano 42-45 euro per contatore, tutti questi numeri sono diventati 36, con un immediato beneficio per il sistema. Nel momento in cui, infatti, abbiamo acquisito questi piccoli operatori, il sistema li ha riconosciuti all'interno di Italgas reti, e quindi ha ridotto il riconoscimento in termini di costi.

Parliamo adesso della nostra strategia, dove iniziamo a vedere alcuni aspetti che credo siano rilevanti per le vostre valutazioni sul mercato dell'energia in senso più lato.

Ho voluto riportare gli elementi principali della nostra strategia: sostenibilità, investimento, trasformazione digitale ed efficienza energetica.

Sulla sostenibilità ho fatto un po' un rendiconto di quello che abbiamo fatto negli ultimi due anni, da quando ci siamo separati da Snam, ed è un elemento che pervade tutto il nostro piano industriale. Abbiamo sviluppato il nostro piano di sostenibilità su cinque pilastri, che poi ha visto l'implementazione in questi due anni di 42 azioni, che sono, e lo vediamo nella pagina successiva della documentazione, in via di completamento, tant'è che con la nuova revisione del piano industriale che faremo a giugno aggiorneremo anche il piano di sostenibilità, che racchiude il piano industriale, per individuare ulteriori azioni.

Come vedete, la sostenibilità va dall'attenzione alle persone, al territorio, a tutti i nostri *stakeholder*, quindi ai clienti, non soltanto intesi come società commerciali, ma anche come clienti finali, all'efficienza e alla sicurezza del sistema, alla valutazione del nostro impatto in termini di intensità energetica o, come si chiama, di *carbon footprint*, l'intensità in termini di CO2.

Alcune di queste azioni hanno avuto un'implementazione diretta nel nostro piano industriale. La prima è che abbiamo completamente rinnovato la nostra flotta di autoveicoli. Avevamo una flotta di autoveicoli che funzionavano quasi tutti col diesel: li abbiamo completamente sostituiti con autoveicoli che funzionano a gas metano.

Abbiamo avviato quest'azione nel gennaio 2018. Ci abbiamo impiegato forse un po' più di quello che poteva sembrare necessario, ma perché la produzione di auto alimentate a gas metano ha un po' dei colli di bottiglia, e quindi non siamo riusciti a ottenere le autovetture in tempi più brevi, come ci saremmo aspettati. Ci abbiamo impiegato quindici mesi e adesso tutto il nostro parco funziona a gas metano. Abbiamo dovuto anche far fronte al fatto che la rete dei distributori di gas metano non è così estesa, e quindi ci siamo costruiti nei nostri siti delle colonnine di rifornimento di gas metano, in modo da avere la certezza che le nostre autovetture funzionino a gas metano e non a benzina, perché ovviamente hanno il doppio rifornimento.

Quali sono i vantaggi? Noi operiamo nei grandi centri urbani, il cui problema, più che la CO2, è quello di emissioni di PM2,5, di PM10, di particolato. Ecco, con queste autovetture le emissioni sono pari a zero: meno 98 per cento vuol dire sostanzialmente che siamo passati a emissioni zero in termini di emissioni più nocive. C'è anche una riduzione significativa in termini di costo del carburante nonché di emissioni di CO2. Credo che siamo la prima società ad avere tutto il nostro parco veicoli trasformato da benzina e diesel a gas metano.

Vediamo la parte di piano di investimenti, con riferimento al piano 2018-2024, in corso di aggiornamento.

Sarà presentato a metà giugno. Comunque, abbiamo previsto, nel piano 2018-2024, 4 miliardi di investimento, così articolati: 2 miliardi per un continuo ammodernamento e manutenzione delle reti, tra cui c'è anche la conversione delle reti attualmente da noi esercita a GPL a gas metano; un importante impegno sulla digitalizzazione della rete, che significa, e la vedremo più in dettaglio, sia una sostituzione del contatore tradizionale con contatori intelligenti, sia una vera e propria digitalizzazione di tutto il resto della rete; circa 900 milioni, che nel nuovo piano sicuramente cresceranno, andando oltre il miliardo, destinati ad acquisizioni di piccoli operatori nonché allo sviluppo della rete di distribuzione in Sardegna, sviluppo peraltro già cominciato. Dopo aver fatto le acquisizioni di concessioni da operatori che non avevano fatto investimenti, abbiamo avviato i cantieri su tutti i dieci bacini che non avevano la rete di distribuzione, ma che avevano le concessioni, e a oggi abbiamo già realizzato più di 150 chilometri. Abbiamo iniziato soltanto a settembre dello scorso anno. Siamo, ovviamente, in rampa. In tre anni dovremmo concludere le attività di realizzazione delle reti di distribuzione, di cui vi parlerò dopo, in Sardegna.

Nella documentazione abbiamo riportato le aree che abbiamo acquisito in Sardegna. Abbiamo di fatto tutte le principali città della Sardegna, che abbiamo fatto in tre acquisizioni diverse. Attualmente, Sassari, Cagliari, Oristano e Nuoro sono state da noi acquisite. Attualmente, sono gestite con GPL, ma saranno presto convertite a gas naturale. Le aree riportate in blu scuro sono quelle attualmente in costruzione. Sono dieci concessioni. Sono stati avviati i cantieri praticamente su tutte; su quattro delle dieci, già a settembre dello scorso anno, ed è da lì che arrivano i 150 chilometri di rete. A oggi, gestiamo in Sardegna 43.000 clienti finali. In questo caso, li gestiamo anche noi direttamente, perché nel mercato del GPL l'attività di vendita non è separata dall'attività di distribuzione. È un mercato potenziale di circa 200.000 clienti. Oggi, la rete è di circa mille chilometri e i nostri piani sono di raddoppiarla. Soprattutto, sarà una rete completamente digitalizzata. Vedremo subito dopo che cosa significa una rete digitalizzata.

Noi partiremo subito a gas naturale, cioè non utilizzeremo più il GPL come fornitura, perché riteniamo che, passando subito a gas naturale, ci sia un vantaggio immediato per il cliente finale in termini di costo. Utilizzeremo, a seconda delle situazioni, o il GNL o, nel momento in cui ci sia disponibilità di gas naturale in Sardegna, il gas naturale.

La differenza tra GNL e gas naturale è semplicemente nel fatto che viene portato in grossi serbatoi liquidi o in depositi costieri, e per esempio a Oristano è in corso la realizzazione di un deposito costiero di gas naturale, o almeno l'hanno avviata, così ci hanno detto. A noi interessa molto, perché questo potrebbe essere un punto di approvvigionamento per la fornitura delle reti di distribuzione.

Che cosa vuol dire per noi trasformazione in digitale? La trasformazione in digitale sostanzialmente significa tre grandi aree.

La prima è la digitalizzazione degli *asset*; la seconda è la digitalizzazione dei processi; la terza è dotare la digitalizzazione del lavoro, cioè dotare di tutti quegli strumenti più avanzati il nostro personale che opera sul territorio, che opera nella gestione delle reti. Questi sono i tre grossi flussi, le tre grosse aree d'intervento.

Vediamo nel dettaglio la digitalizzazione delle reti. Dall'Autorità è previsto un piano di sostituzione di tutti i contatori tradizionali con contatori intelligenti. Questo piano, che ha visto la sostituzione di tutti i grossi contatori, adesso si rivolge in particolare ai contatori dei cosiddetti *mass market*, della parte residenziale, in termini numerici i principali. A oggi, l'Autorità ha dato un obiettivo del completamento dell'85 per cento a fine 2020: noi siamo ben oltre gli obiettivi dell'Autorità, perché concluderemo tra un anno la sostituzione di tutti i contatori. Tra un anno, tutti quelli gestiti da Italgas saranno contatori intelligenti.

Perché lo facciamo? La digitalizzazione della rete non può essere completata se tutti i contatori che servono il cliente finale non sono digitali.

I benefici sono tanti. Vi voglio soltanto citare i principali benefici di avere dei contatori intelligenti. Dal nostro punto di vista, c'è il beneficio di avere tutte le informazioni relative ai consumi che ci servono per gestire meglio la nostra rete.

Dal punto di vista della società di vendita, significa ricevere da noi le letture in tempo reale, e quindi poter fare le fatture al cliente finale in tempo reale. Dal punto di vista del cliente finale, significa ricevere le bollette basate sui reali consumi e non sui consumi stimati.

Questo sul gas è un tema che esiste, soprattutto vista la stagionalità dei consumi di gas, evidentemente maggiori d'inverno e minori d'estate. Ovviamente, pensare a bollette su consumi stimati significa non essere accurati sull'ammontare delle bollette stesse inviate al cliente finale. Dopodiché, di vantaggi ce ne sono anche più di quelli che abbiamo voluto elencare.

Che cosa significa digitalizzare la rete? Abbiamo fatto nella documentazione una rappresentazione schematica: laddove ho dei punti, degli apparati che riducono la pressione – la pressione arriva a 5 bar e viene progressivamente ridotta a mano a mano che ci avviciniamo alla fornitura finale – ebbene in tutti i punti, che noi chiamiamo di riduzione di pressione, che sono gruppi di riduzione tradizionali, ci saranno invece gruppi digitali, che permetteranno di leggere tutti i dati relativi al flusso del gas, di leggere dati ambientali circostanti, come il traffico veicolare o il livello di NOx che si trova, per capire se questi dati possono avere un'influenza sul comportamento della nostra rete.

Sostanzialmente, questo ci permetterà di modificare il modo in cui oggi gestiamo la rete. Faccio un esempio.

Oggi, interveniamo sulle tubazioni quando ci sono delle rotture che si verificano o create da altri o quando hanno raggiunto la fine della vita utile. Con la raccolta di tutti questi dati saremo in grado, invece, di pensare a una manutenzione preventiva, cioè di intervenire prima che una rottura si verifichi, di intervenire e sostituire una tubazione quando riteniamo che abbia raggiunto non la fine della vita utile, ma la fine della vita, nel senso che è necessario sostituirla, ottimizzando i processi di investimento.

Abbiamo riportato nella documentazione una rappresentazione ancora più puntuale di una rete pilota, e di che cosa significa: prima, avevamo un semplice punto di ingresso, che era il *city gate* monitorato digitalmente; oggi, abbiamo 28 punti intermedi nonché 12.000 *smart meter* che ci sono stati installati. In questo modo, monitoriamo puntualmente il funzionamento della rete del gas. Abbiamo già realizzato 50 progetti pilota. Quest'anno, ne faremo più di 500, quindi 500 reti diventeranno completamente digitali. Nel giro di due o tre anni avremo digitalizzato tutta la rete. In Sardegna la rete è digitale ovviamente da subito. Utilizziamo le nostre *best practice* e implementiamo Pag. 15 immediatamente il nostro concetto di rete digitale nelle reti nuove che andiamo a costruire.

Che cosa significa la parte di digitalizzazione dei processi? Siamo dovuti passare per un abilitante per trasformare i nostri processi e renderli digitali, e abbiamo passato tutti i nostri applicativi sul *cloud*. Snam aveva la sua infrastruttura, che veniva messa a disposizione anche di Italgas e si era presa l'impegno nei confronti di CONSOB di separare queste infrastrutture.

Con la separazione dalla Snam eravamo di fronte a un bivio: o ricostruire la nostra infrastruttura IT o utilizzare un metodo nuovo molto più flessibile, molto più efficiente, che era quello di passare tutte le nostre applicazioni sul *cloud*. Abbiamo fatto questa scelta. L'abbiamo completata a novembre del 2018.

È una scelta importante, perché tutte le nuove applicazioni tendenzialmente nascono sul *cloud*, e quindi tutta la parte di *innovation*, di *open innovation*, la possiamo recepire nel momento in cui abbiamo tutte le nostre applicazioni su *cloud*.

Pochi giorni dopo, abbiamo avviato la *digital factory*, che ovviamente invito la presidente e chiunque sia interessato, a venire a visitarla, perché è un po' il nostro gioiello, creato a novembre 2018, da pochi mesi.

Che cosa fa la *digital factory*? La *digital factory* è un luogo fisico in cui, utilizzando nuove tecnologie e nuovi metodi di lavoro, mettiamo intorno a un tavolo tutte le persone coinvolte nello

sviluppo di una nuova applicazione. Credo che molti di voi si ricordino come le nuove applicazioni fossero lanciate. In passato, se una certa funzione aziendale, e pensiamo alle nostre *operation*, aveva bisogno di una nuova applicazione, normalmente si faceva il cosiddetto *blueprint*, cioè una lunga specifica data ai sistemi informativi, i quali poi chiamavano i *vendor* e la implementavano; a distanza forse di un anno o un anno e Pag. 16mezzo, si ritrovavano la nuova applicazione, che magari non era proprio in linea con le richieste iniziali.

In questa *factory* sviluppiamo le applicazioni in quattro mesi al massimo. In quattro mesi otteniamo dei prodotti, quelli che si chiamano prototipi, o *minimum viable product*, che vengono immediatamente implementati e che poi possono essere soggetti a successive *release*. In quattro mesi, però, tutti intorno a un tavolo sviluppano una nuova applicazione, ovviamente in senso digitale, quindi prendono una parte di processo, la semplificano e poi ne fanno un'applicazione digitale, e dopo quattro mesi vengono rilasciate, quindi immediatamente testate e, eventualmente, successivamente aggiornate.

Cito solo l'esempio, poi c'è anche l'altro, di una delle prime applicazioni, la pianificazione dei nostri interventi sul territorio. Come facevamo ieri la pianificazione degli interventi? Il giorno prima facevamo la pianificazione degli interventi da realizzare il giorno dopo. Il giorno dopo, però, succedevano tanti eventi, emergenze, il traffico per gli spostamenti, il fatto che magari un intervento durasse più di quello che era previsto. Tutti gli aggiustamenti venivano fatti, però, in modo manuale.

Quella che abbiamo rilasciato ormai un mese fa è un'applicazione che permette in tempo reale e sulla base della geolocalizzazione dei nostri *team*, di aggiustare la pianificazione e di avvisare il cliente finale. Il cliente finale non dovrà più aspettare e magari non vedere il nostro *team* che arriva per andare a sostituire il contatore, ma sarà avvisato se c'è qualche ritardo.

Questo è un passo avanti gigantesco rispetto a una pianificazione che veniva pianificata il giorno prima e poi eventualmente monitorata e aggiustata in tempo reale attraverso telefonate o interventi manuali.

La nuova applicazione che abbiamo rilasciato in quattro mesi permette di fare una pianificazione in tempo reale nel giorno stesso, avvisando quindi sia il cliente finale, sia i nostri tecnici che operano sul territorio, sia le società commerciali.

Rimando alla documentazione per il secondo intervento, per arrivare al commento relativo al modo in cui vediamo il mercato dell'energia e il Piano, il PNIEC, recentemente rilasciato.

Noi riteniamo che il gas abbia un ruolo fondamentale nella transizione energetica.

Anche parlando con investitori stranieri, molte volte si mette in competizione il gas con l'elettricità, il gas o l'elettricità alternativamente al gas. Io credo che non ci debba essere competizione, ma che l'elettrificazione, da una parte, e un utilizzo ancor più diffuso del gas naturale, siano i due pilastri con cui effettivamente si può pensare di arrivare a un futuro decarbonizzato, a un nuovo e futuro sistema energetico con basse emissioni di carbonio.

Perché dico che le due fonti non sono in competizione? Perché il gas può risolvere una serie di problemi, per esempio, generati dalle fonti rinnovabili, che oggi obiettivamente hanno qualche difficoltà a trovare una soluzione. Poi parlerò anche della parte di biometano, di gas cosiddetto rinnovabile.

Il primo elemento che vorrei portare alla vostra attenzione è la tecnologia *power-to-gas*, assolutamente consolidata. È più una tecnologia petrolchimica, per cui guardiamo con grande interesse alle sperimentazioni fatte. È una tecnologia relativamente semplice, perché utilizza l'energia, soprattutto l'energia da fonte rinnovabile, quando l'energia da fonte rinnovabile non trova una sua domanda, e quindi o producono per qualcosa o spengono la produzione, e si staccano gli impianti di energia rinnovabile dalla rete, per produrre idrogeno attraverso l'elettrolisi dell'acqua. Con la produzione di idrogeno – ecco perché parlavo di processo petrolchimico – abbiamo due opportunità: Pag. 18 l'utilizzo dell'idrogeno di per sé o la ricombinazione con l'anidride carbonica per produrre gas metano sintetico.

Questo è un modo estremamente efficace per stoccare energia elettrica. Il metodo migliore oggi per stoccare energia elettrica sono sicuramente i bacini idroelettrici di pompaggio, ma ovviamente in Italia ne abbiamo abbastanza. Sono comunque limitati dall'aspetto idrogeologico. In questo caso, lo stoccaggio di energia attraverso la produzione di gas metano sintetico è praticamente limitato, perché il gas metano sintetico viene poi immesso nella rete di distribuzione o nella rete di trasporto e viene consumato quando ce n'è bisogno. Il vantaggio è che ho già una rete di trasporto, ho già una rete di distribuzione, e quindi non ho un problema, da questo punto di vista, di stoccaggio.

Per questa tecnologia ci sono dei progetti pilota nel nord Europa, che la stessa Snam sta seguendo con molta attenzione, come noi. Potrebbe essere una soluzione o un'alternativa significativa alle batterie. Come faccio a stoccare l'energia elettrica quando da produzione da fonte rinnovabile non ho la domanda? Un metodo è quello di utilizzare quest'energia elettrica per produrre gas metano sintetico.

L'altro elemento rilevante che voglio portare alla vostra attenzione è qualcosa che già esiste: la produzione di biometano.

Il concetto di economia circolare è molto noto. Noi abbiamo un tema di trattamento dei rifiuti, soprattutto dei rifiuti organici. Ci sono degli impianti di digestione anaerobica che producono *compost* e gas. Il gas poi deve essere purificato prima di poter essere messo in rete.

Recentemente, sono state stabilite le regole in termini di composizione chimica che deve avere il gas per essere immesso in rete.

È stato anche stabilito il prezzo dal GME, il gestore dei mercati energetici. Da quel momento abbiamo visto una crescita esponenziale di domande di impianti che si vogliono allacciare alla nostra rete di distribuzione per immettervi il gas proveniente da questa digestione anaerobica. Questo è un elemento credo estremamente rilevante, perché permette, da un lato, di risolvere il problema dei rifiuti e, dall'altro, di produrre del gas che noi chiamiamo rinnovabile, ma che è biometano. Dopodiché questo gas si va a mescolare col resto del gas della rete e viene utilizzato per gli usi più disparati, dalla produzione di energia elettrica all'utilizzo per la mobilità, all'utilizzo che viene fatto normalmente nel residenziale.

Arrivando alla conclusione, vengo alle nostre considerazioni.

Noi riteniamo che il settore elettrico e il settore del gas non debbano essere messi in competizione, ma che invece siano due risorse importanti, soprattutto per noi, per l'Italia, per muovere tutto il mercato dell'energia verso la decarbonizzazione. Il gas può essere utilizzato, il GNL può essere utilizzato, per favorire mobilità sia in termini di autovetture, e l'abbiamo dimostrato sostituendo tutta la nostra flotta, o per il trasporto delle merci e i trasporti marittimi. Grande attenzione deve essere data alla produzione di biometano, che favorisce l'economia circolare.

Concludo con questa sintesi: noi riteniamo che si debbano evitare delle scelte tecnologiche, bisognerebbe avere un approccio sulla neutralità tecnologica, ovvero non favorire una risorsa piuttosto che l'altra, ma invece utilizzare tutte quelle disponibili per questo processo di decarbonizzazione.

L'altro aspetto che giudichiamo estremamente importante è che oggi abbiamo una rete di distribuzione e una rete di trasporto particolarmente capillare: dobbiamo utilizzarla al meglio, e soprattutto la dobbiamo rendere intelligente, che è quello che stiamo facendo in questi anni.

PRESIDENTE. Grazie, ingegnere. Purtroppo, abbiamo un quarto d'ora massimo, perché non oltre le 11.05 dobbiamo andare in Aula per l'inizio delle votazioni in Assemblea.

Do la parola agli onorevoli colleghi che intendano intervenire per porre quesiti o formulare osservazioni. Ovviamente, poi chiederò ai rappresentanti di Italgas di fornirci le risposte per iscritto, perché non credo ci sia il tempo sufficiente.

[ANDREA VALLASCAS](#). Inizierei dal biometano e dalla sua citazione sul biometano.

Avete fatto delle stime di crescita in Europa, ma avete anche delle prospettive di crescita, dei dati a livello italiano? Sapete più o meno quanto si potrà produrre e se ci sarà un'omogeneità di produzione a livello italiano o ci saranno alcune regioni in cui sarà più facile produrre biometano? Quali sono le difficoltà per la produzione e la successiva immissione in rete? Ho rivolto questa domanda perché conosco la mia regione, la Sardegna, e immagino che ci sia la possibilità e anche le potenzialità di produrre biometano.

Sempre sulla regione Sardegna, avete detto che prevedete, se non ho capito male, di iniziare subito a distribuire il metano, ma non ho colto esattamente quando. Siete già in grado da oggi di portare il metano?

Avete poi parlato di metano e GNL. Immagino che si inizierà a portare il GNL perché è più conveniente, nel senso che è più compresso rispetto al metano, quindi ci sarà una convenienza economica a portare il GNL e non tanto il metano.

L'ultima domanda è sul *power-to-gas*, tecnologia secondo me interessante, ma vorrei capire la convenienza economica nel passare dall'idrogeno al metano. Immagino che sia più facile stoccare il metano rispetto all'idrogeno, ma ho difficoltà a capire il passaggio economico. Io credo che ci sia in questo momento un forte dispendio economico sia per produrre l'idrogeno sia per riprodurre il metano.

[FRANCESCA BONOMO](#). Grazie per l'esautiva presentazione. Io porrò due questioni puntuali e veloci, anche perché non abbiamo molto tempo.

La prima è sul tema della digitalizzazione della rete e dell'innovazione sulla quale avete puntato molto e puntate molto nella strategia. Vorrei capire meglio, dal punto di vista proprio del consumatore, quali saranno i vantaggi concreti, soprattutto in termini di sicurezza e di efficienza del servizio, da parte del consumatore.

Inoltre, anche il collega Vallasca chiedeva della tecnologia del *power-to-gas*. In particolare, però, dal nostro punto di vista, essendo noi legislatori, vi sono per lo sviluppo di questa tecnologia dei vincoli e dei limiti di carattere regolatorio e normativo che possono costituire un impedimento allo sviluppo di questa tecnologia molto importante? Vorrei capire anche dal nostro punto di vista, poiché penso che sia una strategia importante, che cosa possiamo fare per favorirla.

[TULLIO PATASSINI](#). Ringrazio l'ingegner Gallo per la presenza all'audizione di oggi.

Richiamerò due aspetti. Il primo è quello dell'importanza del biometano anche in una logica di economia circolare, quindi come alternativa allo smaltimento dei rifiuti in discarica e nella prospettiva di implementazione di quest'attività, a nostro avviso particolarmente importante, anche vista la questione italiana a livello sia energetico sia di gestione e trattamento dei rifiuti.

In secondo luogo, è evidente che il gas è una fonte di approvvigionamento fondamentale per il sistema Italia. Per la situazione attuale, è una fonte di approvvigionamento apparentemente imprescindibile sia per le utenze residenziali sia per quelle di carattere industriale. Da quanto lei ha espresso, l'Italia è una via importante come *hub* per i mercati del nord Europa, eventualmente, e per altri mercati. È nelle intenzioni di Italgas, oltre che per la pregevole attività svolta in Sardegna che ci ha appena illustrato, che questo 82 per cento degli utenti già serviti dalla rete gas sia implementato in altre zone d'Italia, anche in maniera generica, in luoghi che magari in questo momento sono già serviti, ma o marginalmente o di confine?

Da ultimo, c'è la questione del *power-to-gas*, per noi altrettanto fondamentale. Essendo, infatti, il gas una fonte di energia imprescindibile, come dicevo prima, è evidente che poter disporre di riserve energetiche per il sistema Italia diventa fondamentale. Mi associo agli altri colleghi per capire se questa tecnologia può andare avanti, come, e veramente che cosa possiamo fare noi come attività parlamentare.

GAVINO MANCA. Ringrazio l'ingegner Gallo e Italgas per l'esauriva informazione che ci ha dato, sicuramente di carattere complessivo.

Mi soffermerò però su tre temi specifici che riguardano la mia regione, la Sardegna. L'ingegner Gallo ha dato dei numeri, parlando di 42.000 utenti che potrebbero essere raggiunti in questo momento dalla rete del gas, ma parla poi di dieci bacini: vorrei capire se è un numero da fine lavori o se è già comprensivo di questi dieci bacini.

Il secondo tema è molto dibattuto nella mia regione – lo sa – non metanizzata, che non presenta gas; tubo metaniere e rigassificatori, 450 milioni nel patto per la Sardegna per la dorsale sarda: qual è il sistema che più si connetterebbe in maniera chiara ed efficiente col meccanismo che sta mettendo in campo Italgas e, eventualmente, anche altre società che nel territorio operano?

PIER LUIGI BERSANI. Credo che sarebbe utile per la Commissione avere qualche nozione in più sulla questione delle gare: criticità, inerzie, ostacoli? Rendiamoli più espliciti, che così poi vediamo cosa è possibile fare.

PRESIDENTE. Direi che, mancando veramente pochi minuti, chiudiamo la seduta pregando Italgas di fornirci per via scritta le risposte alle domande che i commissari hanno rivolto.

Ringrazio l'amministratore delegato e tutta la rappresentanza di Italgas per la loro presenza in audizione.

Dichiaro conclusa l'audizione.

La seduta termina alle 11.