

AS1824 - PROPOSTE DI RIFORMA CONCORRENZIALE RELATIVE AI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO AI FINI DELLA LEGGE ANNUALE PER IL MERCATO E LA CONCORRENZA ANNO 2022

Roma, 31 marzo 2022

Presidente del Consiglio dei Ministri

I. PREMESSA

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, in adempimento a quanto prescritto dall'articolo 47, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, invia la presente segnalazione al Governo, al fine della predisposizione del disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza. La presente segnalazione tiene conto degli obiettivi del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e dell'invito rivolto all'Autorità a indicare ulteriori misure necessarie a superare gli ostacoli normativi, regolatori e amministrativi all'apertura dei mercati da inserire in un nuovo disegno di legge per la concorrenza per il 2022¹.

In questa prospettiva, la segnalazione affronta, in primo luogo, i temi del piano di sviluppo della rete per l'energia elettrica e della promozione della diffusione di contatori elettrici intelligenti di seconda generazione, peraltro già oggetto della segnalazione AS1730 "Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza anno 2021" del 22 marzo 2021². In secondo luogo, l'Autorità intende porre l'attenzione su taluni temi di interesse concorrenziale, strettamente connessi al raggiungimento degli obiettivi e dei target individuati dal PNRR: i) il completamento del processo di uscita dal regime di maggior tutela per la fornitura di energia elettrica al dettaglio, in particolare con attenzione ai consumatori domestici e ai rapporti con la recente istituzione della categoria dei cd. "clienti vulnerabili" ai quali garantire condizioni regolate anche successivamente alla fine della maggior tutela; ii) il processo di definizione della *governance* del servizio idrico integrato in alcune regioni del Sud Italia e i concreti rischi, in tali aree, di non poter accedere ai fondi previsti dal PNRR per investimenti nel settore idrico in caso di suo mancato completamento a breve.

Quando, nel marzo del 2021, l'Autorità ha formulato le sue ultime proposte per una legge annuale della concorrenza³, il Paese era in piena emergenza pandemica e la ripresa inflazionistica sui prezzi dell'energia e sulle materie prime non era ancora all'orizzonte; il PNRR non era ancora stato approvato dalla Commissione europea e non vi era alcuna attenzione internazionale alle tensioni geopolitiche ai confini orientali europei. Il dibattito si concentrava sulle misure economiche volte a superare lo *shock* pandemico e, in tale prospettiva, le proposte dell'Autorità erano indirizzate a valorizzare misure pro-concorrenziali. A distanza di un anno, la situazione è completamente mutata. Da giugno 2021 vi è stata una forte crescita delle quotazioni del gas naturale e, di conseguenza, del prezzo dell'energia elettrica (oltre che dei carburanti per autotrazione); il Governo è dovuto intervenire numerose volte al fine di mitigare l'effetto di questa tensione dei prezzi sulle bollette di imprese e famiglie. Inoltre, da fine febbraio 2022 l'Europa sta affrontando una crisi politico-militare senza precedenti, con effetti che amplificano le preesistenti tensioni inflazionistiche sui costi dell'energia e delle materie prime; inoltre, il PNRR è pienamente operativo, i primi fondi europei sono stati erogati e le amministrazioni pubbliche coinvolte stanno procedendo alla pubblicazione degli avvisi e dei bandi di gara per la selezione dei progetti e delle opere cui accordare i contributi.

Tutto questo, oltre a connotare l'eccezionalità del momento, induce l'Autorità, con particolare riferimento alle proposte che saranno formulate relativamente al settore elettrico, ad affrontare le questioni che interessano fasi diverse della filiera elettrica (trasmissione, distribuzione, vendita al dettaglio) in una ottica unitaria tesa a consentire una riduzione - per il lungo periodo - della tensione sui prezzi all'ingrosso e al dettaglio dell'energia. Si tratta di un'impostazione del tutto coerente con quella dell'ultima comunicazione della Commissione europea COM (2022) 108 *final* dell'8 marzo

¹ [Il 3 marzo 2022 il Presidente del Consiglio dei Ministri ha inviato al Presidente dell'Autorità una comunicazione nella quale invitava l'Autorità a suggerire le misure che possono facilitare il raggiungimento degli obiettivi e dei target individuati dal PNRR. Al riguardo, nell'ambito della missione MIC2-9, il PNRR prevede che: "La legge annuale sulla concorrenza deve comprendere almeno i seguenti elementi chiave, i cui strumenti attuativi e di diritto derivato (se necessario) devono essere adottati ed entrare in vigore entro il 31 dicembre 2023. La legge deve: i. adottare il piano di sviluppo della rete per l'energia elettrica; ii. promuovere la diffusione di contatori elettrici intelligenti di seconda generazione".]

² [In Bollettino AGCM 13/2021.]

³ [Cfr. AS1730 cit.]

2022⁴, che proprio sulla base dell'eccezionalità del momento, e anticipando una serie di iniziative che a breve verranno assunte a livello europeo, fissa una serie di misure per: i) diminuire la dipendenza dell'Europa dalle fonti fossili, e in particolare dal gas naturale acquistato dai paesi a maggior rischio geopolitico; ii) sviluppare nuova capacità di generazione di energia da fonti rinnovabili e utilizzare biogas e idrogeno verde in luogo del gas fossile; iii) adeguare le infrastrutture di rete e di accumulo di energia alla crescita della capacità di generazione da fonti rinnovabili; iv) promuovere l'efficienza e il risparmio energetico, l'aggregazione della domanda e la generazione distribuita.

Tutte queste iniziative impattano sulle tre questioni relative al settore elettrico affrontate nella presente segnalazione: i) lo sviluppo e il potenziamento delle reti, sia di rilievo nazionale (trasmissione dell'energia) sia a livello locale (distribuzione dell'energia), sono pre-condizione fondamentale per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per lo sviluppo di modalità di gestione attiva della domanda e della microgenerazione a fini di bilanciamento della rete, che rappresentano ulteriori modalità per rendere più indipendente il sistema elettrico nazionale e ridurre la dipendenza dal gas estero; ii) lo sviluppo degli *smart meter* di seconda generazione, in questa prospettiva, consentirà ai venditori di formulare offerte a prezzo dinamico (differenziato per fasce orarie), rendendo più agevoli comportamenti virtuosi della domanda, a favore della razionalizzazione e riduzione dei consumi (c.d. *demand response*); iii) il definitivo passaggio al mercato libero dei consumatori domestici, rimettendo alla volontà dei soli clienti c.d. vulnerabili l'opzione del prezzo regolato, potrebbe contribuire al proliferare di offerte differenziate al consumatore finale sulla base dei profili di consumo, stimolando sia gli obiettivi di risparmio ed efficienza energetica sia una struttura più concorrenziale del mercato *retail*.

Sotto un diverso profilo, la segnalazione pone l'attenzione del Governo anche sulla questione dell'accessibilità dei fondi del PNRR per l'adeguamento delle reti idriche per alcune regioni meridionali in cui non si è ancora completato l'iter di definizione della struttura di *governance* del cd. servizio idrico integrato. La mancata individuazione di un gestore unico pienamente operativo potrebbe impedire a molti Enti di Governo d'Ambito idrico presenti sul territorio di presentare progetti per concorrere all'assegnazione dei fondi europei. Esito, quest'ultimo, che rischierebbe di vanificare l'opportunità offerta dal PNRR per ridurre (e potenzialmente eliminare) quello che viene chiamato *Water Service Divide* tra le aree del Centro-Nord e quelle del Sud Italia.

Più in generale si auspica che gli interventi proposti con la presente Segnalazione permettano di rafforzare la convinzione che, soprattutto in periodi di forte crisi come quello attuale, le scelte di apertura dei mercati dell'energia siano considerate come irrevocabili. All'uopo, deve ritenersi che i due grandi obiettivi posti dinanzi ai Paesi europei per i prossimi dieci anni – decarbonizzazione (anche attraverso lo sviluppo di forme di generazione diffusa e del ruolo attivo della domanda) e riduzione della dipendenza da fonti di fossili estere – oltre a essere intimamente legati tra loro, sono molto più facilmente perseguibili in un contesto di mercato e di segnali di prezzo che guidino le scelte degli operatori e dei consumatori, piuttosto che attraverso il permanere (o addirittura la reintroduzione) di meccanismi pervasivi di regolazione dei prezzi.

II. LO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE DI RETE ELETTRICA

a. Infrastrutture di rete, potere di mercato e obiettivi di decarbonizzazione

Le carenze delle infrastrutture di rete di trasmissione dell'energia elettrica possono dar luogo a situazioni di potere di mercato locale, laddove si generino delle congestioni nei nodi di trasmissione che limitano la capacità di un determinato ambito geografico di accogliere energia proveniente da ambiti vicini ed ostacolano l'accesso al mercato a produttori più efficienti di quelli presenti nella zona, rendendo più complicata la gestione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili per loro natura non programmabili. La eventuale persistenza di tali carenze rappresenta, dunque, un ostacolo al pieno dispiegarsi della concorrenza nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi domandati dal gestore della rete di trasmissione (o *Transmission System Operator*, TSO), come già rappresentato dall'Autorità nella propria Segnalazione sulla legge annuale per l'anno 2021 (AS1730)⁵. L'esigenza di stimolare gli investimenti per l'adeguamento delle infrastrutture di rete di trasmissione assume oltremodo rilievo, in particolare considerando sia l'attuale situazione di grave crisi dei prezzi dell'energia, sia gli stringenti obiettivi europei di decarbonizzazione, diversificazione delle fonti di approvvigionamento e perseguimento dell'indipendenza energetica (si veda, in proposito, la summenzionata comunicazione UE sulla sicurezza energetica dell'8 marzo 2022⁶). I potenziamenti della rete rendono meno necessari gli interventi di Terna S.p.A. sui mercati dei servizi di dispacciamento e tendono dunque ad

⁴ [Cfr. Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni "REPowerEU: azione europea comune per un'energia più sicura, più sostenibile e a prezzi più accessibili".]

⁵ [Cfr. nota 2.]

⁶ [Cfr. nota 4. La Commissione dedica infatti ampio spazio alle modalità per diversificare le fonti di energia e ridurre così la dipendenza dalle fonti fossili, indicando come tale obiettivo si possa raggiungere grazie, tra l'altro, "a maggiori quote di energie rinnovabili e superando le strozzature infrastrutturali" (enfasi aggiunta).]

abbassare la relativa componente in tariffa di trasmissione⁷. L'esigenza di potenziamento della rete di trasmissione si pone con forza anche per aumentare la quota di energia elettrica prodotta utilizzando le fonti rinnovabili. La transizione verso un utilizzo prevalente delle fonti rinnovabili tenderà infatti a creare nuove configurazioni produttive lungo la rete di trasmissione nazionale⁸, che richiederanno importanti interventi sulla stessa. Pertanto, gli adeguamenti della rete rappresentano uno dei punti qualificanti del PNRR⁹ e del PNIEC¹⁰.

Una prima risposta all'esigenza di procedere con celerità nelle opere di adeguamento della rete è da rinvenire nelle modalità velocizzate di autorizzazione applicabili alle opere inserite nel PNRR e nel PNIEC, che includono l'istituzione di una Commissione Tecnica dedicata a tempo pieno ed esclusivo allo svolgimento dell'attività istruttoria necessaria al rilascio della Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale (c.d. VIA)¹¹, la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità e urgenza per le opere, gli impianti e le infrastrutture necessarie alla relativa attuazione (i.e. presupposto per eventuali procedure espropriative), nonché la previsione di una VIA accelerata¹². Inoltre, è stata disposta la possibilità di autorizzare queste opere anche nelle more dell'approvazione del primo Piano di Sviluppo in cui sono state inserite¹³.

Occorre nondimeno considerare che gli adeguamenti della rete di trasmissione possono a volte essere opere complesse e di grande entità, atteso che comportano, in molti casi, il potenziamento o addirittura la costruzione *ex novo* di intere linee ad alta tensione anche di notevole lunghezza¹⁴. Si tratta di interventi onerosi, che interessano vaste porzioni di territorio e per i quali sono necessari non solo elevati investimenti, ma anche articolati percorsi autorizzativi. Pertanto, al fine di raggiungere il prima possibile gli importanti risultati che conseguono a tali interventi, sia sotto il profilo concorrenziale, sia sotto quelli della decarbonizzazione e della diversificazione delle fonti, è necessario accelerare e semplificare ulteriormente tutte le procedure di autorizzazione richieste.

b. Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione

Come già evidenziato dall'Autorità nella segnalazione AS1730 del 2021, un elemento allo stato suscettibile di ritardare l'adeguamento dell'infrastruttura di rete elettrica alle necessità è rappresentato dal processo di approvazione ed effettiva attuazione al Piano Decennale di Sviluppo della Rete¹⁵ che, ai sensi di legge, deve essere compilato con cadenza biennale da Terna S.p.A. ed approvato dal MITE, previa verifica dei costi e dei benefici delle opere proposte da parte del regolatore ARERA e acquisizione del parere delle Regioni territorialmente interessate. Il Piano di Terna rientra inoltre nel campo di applicazione del D.lgs. n. 152/2006 (c.d. TUA o testo unico ambientale), che prescrive la Valutazione Ambientale Strategica (c.d. VAS) prima dell'approvazione di piani o programmi¹⁶. Il Piano di Sviluppo della Rete di trasmissione nazionale riveste una valenza cruciale per gli interventi che il TSO intende porre in essere al fine di perseguire la strategia energetica nazionale. In una situazione, come quella attuale, in cui la strategia europea e italiana è oggetto di revisione e adattamento agli eventi politici contingenti, appare fondamentale assicurare a Terna strumenti adeguati di pianificazione degli investimenti infrastrutturali necessari a rendere possibile un approccio il più possibile flessibile che consenta anche cambi di strategia. Con la citata Comunicazione dell'8 marzo 2022, anche la Commissione UE ha invitato gli Stati membri a garantire che la pianificazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, il loro collegamento alla rete e la rete stessa siano considerati d'interesse pubblico prevalente e che, nell'interesse della sicurezza pubblica, possano beneficiare delle procedure di pianificazione e autorizzazione più favorevoli tra quelle disponibili.

⁷ [Sotto questo profilo, il TSO Terna ha dichiarato di aver dovuto sostenere, nel corso del 2021, costi complessivi per l'acquisizione delle risorse per gestire il bilanciamento della rete per 2,64 miliardi di euro (oltre un miliardo di euro in più del 2020).]

⁸ [Riguardanti, ad esempio, la collocazione geografica degli impianti, che per le fonti rinnovabili è prevalentemente al Sud Italia e nelle Isole, o la dimensione e relativa dispersione delle unità produttive, non più rappresentate dai tradizionali insediamenti rarefatti e di taglia medio-grande e la sempre minore programmabilità della capacità installata.]

⁹ [L'obiettivo M2C2.2 "POTENZIARE E DIGITALIZZARE LE INFRASTRUTTURE DI RETE", si compone di due investimenti: Investimento 2.1: Rafforzamento smart grid e Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti. In particolare, l'investimento 2.1 include la linea progettuale volta ad incrementare la capacità della rete di ospitare ed integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili per 4.000 MW.]

¹⁰ [Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030.]

¹¹ [Cfr. art. 8, co. 2-bis, TUA.]

¹² [Cfr. le misure introdotte dal D.L. 76/2020 (convertito, con modificazioni, da L. 120/2020), e D.L. 77/2021 (convertito con modificazioni da L. 108/2021), che hanno apportato rilevanti modifiche al TUA.]

¹³ [In base a quanto disposto dall'art. 60, co. 1, D.L. 76/2020 (convertito con modificazioni da L. 120/2020), come da ultimo modificato dall'art. 31, co. 4, D.L. 77/2021 (convertito con modificazioni dalla L. 108/2021).]

¹⁴ [Uno dei progetti di Terna per il potenziamento della rete, ad esempio, il cd. Tyrrhenian Link, collegherà la Sicilia con la Sardegna e la penisola italiana attraverso un doppio cavo sottomarino di 950 chilometri di lunghezza.]

¹⁵ [Cfr. art. 36, co. 12-14, D.lgs. n. 93/2011. Il Piano, che prima era presentato annualmente, ha assunto cadenza biennale dal 2021, a seguito della modifica introdotta dall'art. 60, co. 3, D.L. n. 76/2020 (convertito, con modificazioni, dalla L. n. 120/2020).]

¹⁶ [La VAS è stata introdotta dalla Direttiva 2001/42/CE e recepita nel TUA, con l'obiettivo "di contribuire all'integrazione degli aspetti ambientali all'atto dell'elaborazione di piani e programmi". La VAS si inserisce nel procedimento di pianificazione delle opzioni localizzative dei progetti, mentre la VIA attiene ad una fase successiva, riguardando la concreta rilevazione di effetti negativi non tollerabili sulla scorta di soluzioni ubicative alternative.]

Ad oggi (fine marzo 2022), ancorché il regolatore ARERA abbia già dato il proprio parere per i piani relativi al 2019 e 2020, e Terna abbia già sottoposto ad ARERA anche il piano 2021 e avviato la procedura di VAS per quest'ultimo, l'ultimo Piano definitivamente approvato dal MITE, nel febbraio 2021, è quello del 2018. ARERA, in un documento del 2020¹⁷, ha affermato che la Direttiva 2001/42/CE (che ha istituito la VAS) non richiederebbe tale valutazione ambientale per i Piani di sviluppo della rete di trasmissione elettrica, in quanto piani di società di diritto privato (Terna è una S.p.A.) e non di autorità statali o locali¹⁸. Tra l'altro, il regolatore ha rilevato che l'applicazione della VAS comporta un doppio livello di valutazione ambientale, in quanto ciascun principale progetto del Piano (che superi le soglie definite) è sottoposto altresì alla VIA ai sensi della Direttiva UE 2011/92. In definitiva, secondo il regolatore gli effetti positivi della VAS applicata al Piano di Sviluppo della Rete sarebbero già raggiungibili con pari efficacia grazie alle procedure di VIA sugli specifici progetti¹⁹.

A questo riguardo, anche il TSO Terna, audito dall'Autorità in preparazione della presente Segnalazione, ha suggerito una semplificazione dell'iter amministrativo per la realizzazione delle opere infrastrutturali di propria competenza, sottolineando che la VAS, ai fini dell'approvazione del Piano di Sviluppo della Rete, comporta un ulteriore allungamento delle tempistiche necessarie per la realizzazione delle singole opere, per ognuna delle quali occorrono in media circa undici anni²⁰. Terna, al riguardo, sulla base dell'esperienza concreta, ha sottolineato che la VAS non appare portare significativi benefici nell'iter che segue il suo rilascio e che include le procedure di approvazione delle singole opere. Infatti, le amministrazioni deputate al rilascio di autorizzazioni, o altri atti di assenso comunque denominati, tendono a non tenere conto della valutazione già effettuata in sede di VAS (anche qualora tali amministrazioni coincidano nei due procedimenti di VAS e VIA). Tenuto conto di quanto precede, l'Autorità riprende in questa sede le considerazioni del regolatore e del TSO Terna e invita il Governo, in particolare alla luce del contesto di transizione energetica del prossimo decennio, a verificare la possibilità di semplificare il procedimento di approvazione dei Piani di Sviluppo della Rete di Terna, anche attraverso una significativa riduzione dei relativi tempi, nonché a valutare l'effettiva necessità della procedura di VAS, in presenza dell'obbligo di VIA sui singoli progetti, se del caso mutuando la procedura attualmente seguita per lo sviluppo della rete gas (che non prevede la VAS)²¹.

c. I processi autorizzativi sui singoli progetti

Dal momento che ogni singolo intervento infrastrutturale di rete richiede un *iter* autorizzativo specifico e ulteriore rispetto a quello del Piano, caratterizzato dalla stratificazione di procedure di carattere amministrativo, ambientale, paesaggistico e archeologico (Autorizzazione Unica e Valutazione di Impatto Ambientale, o Denuncia di inizio attività nei casi meno invasivi), appare necessario intervenire anche a questo livello al fine di snellire e velocizzare l'ottenimento delle autorizzazioni richieste. Potrebbero essere interessate dalle misure di semplificazione innanzitutto le opere infrastrutturali strettamente necessarie al raggiungimento degli obiettivi imposti al sistema energetico dall'articolo 35, comma 1, lettera d), del D.lgs. n. 199/2021. Tale norma prevede che Terna effettui una specifica pianificazione di opere di rete urgenti, che tenga conto dei processi di autorizzazione degli impianti rinnovabili in corso e miri al raggiungimento degli obiettivi del PNRR al 2025 e di quelli europei al 2030 previsti dal PNIEC. Coerentemente con questi presupposti, l'Autorità invita, dunque, a considerare se, con riferimento ad un ristretto nucleo critico di opere ritenute di "*prevalente interesse pubblico*", proposte dal TSO e vagliate o, se necessario, modificate o integrate dal regolatore di settore (ARERA) e dal MITE, potrebbe rivelarsi opportuno adottare ulteriori misure di semplificazione e delle procedure autorizzative. La possibilità di utilizzare le procedure semplificate potrebbe essere condizionata al rispetto di criteri predefiniti di realizzazione e localizzazione delle opere²², anche ai fini di un minore impatto ambientale, e si potrebbe in ogni caso prevedere una finestra temporale delimitata *ex ante* entro la quale consentire il ricorso alle predette procedure emergenziali. A questo riguardo, appare auspicabile un ampliamento delle fattispecie

¹⁷ [ARERA, 300/2020/I/COM "Memoria dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente in merito al disegno di legge recante "conversione in legge del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale" (ATTO SENATO N. 1883).]

¹⁸ [La VAS ai sensi del TUA si applica a "piani e programmi", intesi quali "gli atti e provvedimenti di pianificazione e di programmazione comunque denominati... elaborati e/o adottati da un'autorità a livello nazionale, regionale o locale...". Si considera un'autorità procedente ai sensi della VAS "la pubblica amministrazione che elabora il piano, programma soggetto alle disposizioni del presente decreto, ovvero nel caso in cui il soggetto che predispone il piano, programma sia un diverso soggetto pubblico o privato, la pubblica amministrazione che recepisce, adotta o approva il piano, programma" (cfr. art. 5, co. 1, TUA).]

¹⁹ [Cfr. ARERA, 300/2020/I/COM cit. "Riguardo al Piano di sviluppo di Terna, la presenza della VAS comporta notevoli ritardi (in media, circa 4 anni) nella valutazione e nell'approvazione dei piani che, in ultima analisi, si traducono in ritardi nella realizzazione dei progetti di sviluppo della rete, con un danno, in particolare, per l'integrazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, obiettivo ormai comune alla maggior parte dei progetti previsti nei suddetti piani di sviluppo".]

²⁰ [Di cui circa otto solo per la VAS, le consultazioni preliminari, e l'autorizzazione comprensiva di VIA, cui si aggiungono circa tre anni per l'effettiva realizzazione dell'infrastruttura.]

²¹ [Art. 16 del D.lgs. n. 93/2011: "Sviluppo della rete e poteri decisionali in materia di investimenti".]

²² [Quali, ad esempio, la valorizzazione e il recupero di aree industriali dismesse o inattive, l'utilizzo di soluzioni in cavo interrato e di servizi già esistenti, la valorizzazione di asset esistenti, anche mediante modifiche tecnologiche a minor impatto ambientale, ecc.]

cui si applichi la Denuncia di Inizio Attività (DIA)²³ e una generale riduzione dei termini procedurali, nonché la previsione della non vincolatività dei pareri paesaggistici obbligatori²⁴ e l'estensione della possibilità di ricorrere al cd. *pre-screening* VIA²⁵. Si tratta, rispetto a quanto già fatto in tema di semplificazione delle procedure di autorizzazione, di accrescere la complementarietà tra più interessi pubblici coinvolgenti, in particolare, lo sviluppo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili quale strumento di tutela dell'ambiente²⁶.

In aggiunta alla definizione di un *fast track* autorizzativo per le opere strategiche, si ritiene che l'interesse pubblico allo sviluppo delle fonti rinnovabili potrebbe beneficiare notevolmente anche di uno snellimento strutturale delle procedure autorizzative sulle opere di rete. In particolare, accogliendo quanto prospettato in proposito anche dal TSO, si manifesta la necessità di agevolare le attività di adeguamento degli *asset* esistenti della rete di trasmissione nazionale, trattandosi di interventi che presentano l'indubbio vantaggio di non interessare nuove porzioni di territorio. Si raccomanda, dunque, di estendere il ricorso al summenzionato istituto della DIA ministeriale²⁷ anche a operazioni di miglioramento delle prestazioni tecniche, di ammodernamento e rinnovo di linee elettriche esistenti, che non determinino modifiche significative di localizzazione, chiarendo altresì che tali interventi non dovrebbero essere subordinati al preventivo inserimento nel Piano di sviluppo del TSO. Sarebbe inoltre opportuno escludere gli interventi di ammodernamento e rinnovo da una nuova VIA, nonché limitare tale valutazione ai nuovi effetti ambientali introdotti in caso di sviluppo delle caratteristiche tecniche. Da ultimo, si segnala l'opportunità di favorire il passaggio dalle linee aree alla tecnologia in cavo interrato, attraverso un'esenzione dalla VIA²⁸, analogamente a quanto già disposto in relazione all'autorizzazione paesaggistica²⁹.

d. Nuovi servizi per il bilanciamento della rete

Nella segnalazione AS1730 del marzo 2021 l'Autorità aveva auspicato che il contesto concorrenziale dei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento si arricchisse con lo sviluppo di nuovi soggetti abilitati a fornire detti servizi. In base alle nuove tecnologie e alla diffusione di più efficienti modalità di stoccaggio di energia elettrica (cd. "accumuli") è oggi possibile aggregare soggetti che immettono o ritirano energia dalla rete (produttori da fonti rinnovabili non programmabili ma anche consumatori finali), i quali individualmente non sarebbero in grado di fare la propria offerta sul mercato ma, se opportunamente aggregati nelle c.d. Unità Virtuali Abilitate, anche eventualmente con il coordinamento di apposite società di servizi (cd. *Balancing Service Provider*), possono agire in concorrenza con gli impianti più tradizionali nell'offrire risorse per il bilanciamento della rete. Lo sviluppo di questi fenomeni tenderà a coinvolgere sempre di più le reti di distribuzione locale e i loro gestori (*Distributor System Operator* o DSO) in compiti nuovi, più simili a quelli svolti attualmente dal gestore della rete di trasmissione, il TSO. Proprio nella prospettiva della diffusione capillare di utenze "attive", che oltre a consumare energia possono anche produrre e partecipare ai mercati dell'energia e dei servizi, il D.lgs. n. 120/2021 interviene (articolo 23) sull'articolo del D.lgs. n. 93/2011 che definisce funzioni e responsabilità del DSO (articolo 38), ridisegnando il ruolo sia della rete, sia del gestore.

L'Autorità valuta molto positivamente questi sviluppi e ne auspica una rapida evoluzione, in quanto le forme di generazione distribuita e aggregata, la risposta della domanda e gli accumuli possono identificare nuovi partecipanti al mercato dell'energia e dei servizi, in grado di accrescere, diversificare ed efficientare l'offerta (oltre che contribuire ad una riduzione strutturale dei prezzi connessi al costo delle materie prime d'importazione). Al tempo stesso, occorre rilevare che questi stessi sviluppi conferiscono ai DSO nuovi compiti in forza dei quali a giranno da controparte obbligata per imprese tra loro in concorrenza (aggregatori, imprese di efficienza energetica, micro-produttori da fonte rinnovabile), che vanno ad aggiungersi ai compiti già oggi svolti dai distributori nei confronti delle società di vendita di energia elettrica al dettaglio. Ciò pone con ancora maggiore forza, quantomeno in prospettiva, il problema, già attuale, della garanzia di terzietà del DSO, che rischia inevitabilmente di essere compromessa laddove esso faccia parte, come

²³ [Disciplinata per i nuovi elettrodotti e i relativi potenziamenti dall'art. 1-sexies, comma 4-sexies *ess.*, D.L. n. 239/2003 convertito con modificazioni dalla L. n. 290/03, che prevede un meccanismo di silenzio assenso se l'amministrazione interessata non si pronuncia nei termini assegnati.]

²⁴ [Similmente a quanto già disposto per l'installazione di impianti di produzione di energia fonti rinnovabili necessari al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, per i quali si prevede in primo luogo l'individuazione di aree idonee all'installazione (es. aree e siti oggetto di bonifica), e successivamente l'applicazione di procedure autorizzative semplificate per le installazioni su tali aree, con la non vincolatività del parere paesaggistico e una significativa riduzione dei termini procedurali (cfr. artt. 18 *ess.*, D.lgs. n. 199/2021, come da ultimo modificato dal D.L. n. 17/2022, attualmente in corso di conversione in legge). Le esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio sarebbero infatti già tenute in considerazione nella fase prodromica di definizione dei principi e criteri per l'individuazione delle aree idonee (cfr. art. 20, comma 5, D.lgs. n. 199/2021).]

²⁵ [Rappresenta la possibilità, per il richiedente, di demandare all'autorità competente una valutazione preliminare circa l'eventuale procedura di VIA o relativa verifica di assoggettabilità da avviare (cfr. art. 6, co. 9, TUA).]

²⁶ [Cfr. in proposito i principi individuati dalla sentenza del Consiglio di Stato, Sez. IV, n. 2983 del 12 aprile 2021, secondo cui "La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è infatti un'attività di interesse pubblico che contribuisce anch'essa non solo alla salvaguardia degli interessi ambientali ma, sia pure indirettamente, anche a quella dei valori paesaggistici".]

²⁷ [Cfr. nota 23.]

²⁸ [Ad oggi, infatti, gli "elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 chilometri" sono soggetti a VIA statale (cfr. All. II, Parte 2, TUA).]

²⁹ [Cfr. all. A, D.P.R. n. 31/2017.]

avviene ora, di gruppi verticalmente integrati nelle attività in concorrenza per le quali è indispensabile l'utilizzo della rete di distribuzione.

L'Autorità condivide dunque la riflessione già avviata dal regolatore di settore ARERA che, nel delineare il proprio quadro strategico per l'anno 2022³⁰, ha incluso tra i propri obiettivi strategici anche la revisione della disciplina di separazione funzionale delle attività (*unbundling*) di gestione della rete di distribuzione, per rafforzare l'indipendenza del DSO dal gruppo verticalmente integrato di appartenenza. A giudizio dell'Autorità, tale riflessione dovrebbe condurre ad un intervento normativo che replichi, anche per i DSO, gli obblighi di separazione proprietaria già in essere per il gestore della rete di trasmissione, i cui compiti verranno riprodotti in misura sempre maggiore anche dai gestori della rete di distribuzione.

Al fine di rendere più agevole, rapido e flessibile il processo di adeguamento della rete di trasmissione elettrica allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile si ritiene si debba procedere:

- *alla semplificazione dell'iter amministrativo finalizzato all'approvazione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica, eliminando l'obbligo della Valutazione Ambientale Strategica (VAS), con opportune modifiche al D.lgs. n. 152/2006;*
- *alla semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione delle opere infrastrutturali necessarie al raggiungimento degli obiettivi imposti al sistema energetico dall'articolo 35, comma 1, lettera d), del D.lgs. n. 199/2021, anche attraverso una finestra temporale delimitata ex ante entro la quale consentire il ricorso a procedure emergenziali che prevedano: (i) il rispetto di criteri predefiniti di realizzazione e localizzazione delle opere; (ii) l'ampliamento delle fattispecie cui si applichi la Denuncia di Inizio Attività (DIA); (iii) la previsione della non vincolatività dei pareri paesaggistici obbligatori; (iv) l'estensione della possibilità di ricorrere al cd. pre-screening Valutazione di Impatto Ambientale (VIA);*
- *ad uno snellimento strutturale delle procedure autorizzative sulle opere di rete che preveda: (i) il ricorso alla DIA ministeriale per operazioni di miglioramento delle prestazioni tecniche, di ammodernamento e rinnovo di linee elettriche esistenti (da non inserire nel Piano di sviluppo del gestore della rete); (ii) l'esclusione degli interventi di ammodernamento e rinnovo dall'obbligo di VIA; (iii) l'agevolazione del passaggio dalle linee aeree alla tecnologia in cavo interrato, attraverso un'esenzione dalla VIA;*
- *ad un intervento normativo che replichi, anche per i distributori, gli obblighi di separazione proprietaria già in essere per il gestore della rete di trasmissione.*

III. SMART METERING

La diffusione di soluzioni avanzate di monitoraggio dei consumi elettrici dei clienti finali (c.d. *smart metering*) è un elemento di fondamentale importanza per lo sviluppo di mercati dell'energia innovativi, efficienti e competitivi, come peraltro già sottolineato dall'Autorità nella precedente Segnalazione per la legge annuale per la concorrenza per l'anno 2021. Attualmente è in corso il processo di sostituzione dei contatori in uso (di prima generazione o "1G") con modelli di seconda generazione ("2G"), maggiormente in grado di supportare nuove funzionalità. Più in particolare, i contatori 2G permettono di migliorare i processi di telelettura e telegestione da parte dell'impresa distributrice, consentendo la raccolta di dati di consumo effettivo dell'utenza con maggiore frequenza (ogni 15 minuti o quarto orari), incentivano comportamenti degli utenti volti a obiettivi di efficienza energetica, consentono lo sviluppo di servizi innovativi intermediati dallo stesso venditore di energia o da altri soggetti imprenditoriali incaricati dal cliente; possono, infine, determinare un maggiore coinvolgimento dell'utente stesso e, soprattutto in prospettiva, assicurano una maggiore partecipazione della domanda ai mercati dell'energia, anche a valle di fenomeni di aggregazione dei consumatori, con benefici per l'intero sistema³¹. La diffusione dei *meter* 2G, a partire dalle previsioni di cui alla recente Delibera ARERA n. 106/2021, riguarda anche i distributori elettrici di minori dimensioni (che allacciano alle proprie reti meno di 100.000 utenti). Anche il recente D.lgs. 8 novembre 2021, n. 210, c.d. "mercato elettrico" (di recepimento della Direttiva UE n. 2019/944) ha dettato specifiche norme in materia di *smart metering* elettrico (articolo 9), prevedendo che ARERA assicuri, entro il 2024, la diffusione di sistemi di misurazione intelligenti ad almeno l'80% dei clienti sul territorio nazionale e che pubblichi un calendario degli interventi di installazione, considerando un arco temporale di dieci anni dall'entrata in vigore del decreto.

L'Autorità ritiene che il complesso delle previsioni normative e regolamentari sin qui adottate sia in grado di assicurare una diffusione adeguata e in tempi rapidi dei sistemi di misurazione intelligenti di ultima generazione sull'intero territorio nazionale. Allo stesso tempo, occorre osservare che il processo di installazione dei *meters* 2G in corso – partito nel 2017, almeno da parte del principale distributore elettrico nazionale – non appare ancora accompagnato da una sufficiente consapevolezza della clientela finale circa le funzionalità perseguibili attraverso i nuovi *meter*, né sembra avere del tutto espresso le proprie potenzialità in relazione allo sviluppo della concorrenza nel mercato della

³⁰ [Delibera ARERA n. 2/2022, all. A, Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità Di Regolazione Per Energia Reti e Ambiente, OS21, lettera d).]

³¹ [Si tratta di profili coerenti con le auspicate evoluzioni in tema di generazione diffusa e domanda attiva discusse nella Sezione II di questa Segnalazione.]

vendita *retail* di energia elettrica e alla diffusione di servizi innovativi. Si tratta, ad avviso dell'Autorità, di un diverso aspetto della medesima scarsa consapevolezza dei consumatori finali in merito alle opportunità concesse dalla piena liberalizzazione del mercato al dettaglio (cfr. successiva Parte IV).

Sotto questo profilo, la Delibera ARERA n. 105/2021 ha dettato alcune disposizioni regolamentari relative alle informazioni da fornire alla clientela nell'ambito dei piani di messa in servizio dei misuratori 2G da parte dei DSO, le quali appaiono tuttavia più strettamente attinenti all'effettuazione dell'intervento di sostituzione. Pertanto, occorre rafforzare ulteriormente la disciplina volta ad assicurare che il cliente sia reso edotto circa le innovazioni e le concrete funzionalità garantite dal nuovo contatore, affinché l'investimento (che comunque verrà ripagato nella tariffa di distribuzione all'utenza) esprima tutto il suo potenziale. In tal senso, si ritiene che la previsione di oneri informativi a carico del DSO, di cui all'articolo 9, comma 1, lettera g), del D.lgs. n. 210/2021³², vada celermente tradotta in atti di indirizzo più specifici, di carattere normativo e/o regolamentare, anche in modifica o ad integrazione dei piani di sostituzione già approvati dei principali DSO.

Quanto al contributo offerto dalla diffusione degli *smart meter* 2G allo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita di energia elettrica a livello *retail*, tale elemento appare ancora più importante nella fase attuale che vedrà, nell'arco del prossimo biennio, il completamento del processo di liberalizzazione del settore anche con riferimento alle microimprese e alle utenze domestiche (cfr. *infra*). Lo sviluppo delle relative funzionalità e dei conseguenti effetti benefici per la concorrenza nel mercato della vendita passa anche per la conoscenza dei dati del cliente da parte dei venditori e dei soggetti che offriranno nuove soluzioni integrate e, dunque, anche da parte di soggetti diversi dal venditore di energia elettrica titolare del contratto di fornitura. Tale elemento, che andrà temperato con le esigenze espresse dalla normativa a tutela della *privacy*, dovrà consentire l'offerta di condizioni maggiormente personalizzate da parte di soggetti diversi dall'esercente titolare e incentivare la competizione tra gli operatori su particolari profili di utenti.

Per quel che concerne, infine, lo sviluppo di servizi innovativi a partire dalle funzionalità esprimibili dai nuovi *meter*, gli stessi potrebbero non solo integrare l'offerta della pura *commodity* da parte dei venditori, ma altresì consentire lo sviluppo di nuovi mercati e l'evoluzione di quelli esistenti.

A questo riguardo appare essenziale che siano definite regole chiare, trasparenti e non discriminatorie sui soggetti legittimati ad acquisire i dati e sulle modalità di condivisione delle informazioni ricavabili dai misuratori di ultima generazione, previo ottenimento del consenso da parte dell'utente finale. Sotto tale profilo, l'articolo 9, comma 1, lettera f), del D.lgs. n. 210/2021, prevede che: "*se il cliente finale lo richiede, i dati sull'energia elettrica immessa nella rete e sul consumo sono messi a disposizione [..], attraverso un'interfaccia di comunicazione standardizzata ovvero mediante l'accesso a distanza, oppure sono comunicati a un soggetto terzo che rappresenta il cliente. I dati sono messi a disposizione in un formato facilmente comprensibile, così da consentire il raffronto tra offerte comparabili. Il cliente finale ha diritto alla portabilità dei suoi dati personali, estraendoli dal contatore e trasmettendoli a terzi senza costi aggiuntivi*" (enfasi aggiunta)³³. La modalità e l'ampiezza della messa a disposizione dei dati di consumo degli utenti elettrici consenzienti (ad esempio, attraverso una piattaforma digitale come quella del Sistema Informativo Integrato) appaiono una condizione imprescindibile perché si possano esplicitare le funzionalità stesse dei misuratori intelligenti e i vantaggi concorrenziali ad esse connessi.

Al fine di sfruttare a pieno le potenzialità dei nuovi meters 2G in corso di installazione sul territorio nazionale, si propone di:

- prevedere atti di indirizzo più specifici, di carattere normativo e/o regolamentare, anche in modifica o ad integrazione dei piani di sostituzione già approvati dei principali distributori, per assicurare la piena efficacia delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 1, lettera g), del D.lgs. n. 210/2021, in tema di informazione e consulenza alla clientela circa il pieno potenziale del dispositivo 2G in termini di gestione della lettura e di monitoraggio del consumo di energia elettrica;

- definire, in applicazione dell'articolo 9, comma 1, lettera f), del D.lgs. n. 210/2021, il set di regole relativo ai soggetti legittimati ad acquisire i dati e alle modalità di condivisione delle informazioni ricavabili dai misuratori di ultima generazione, previo ottenimento del consenso da parte dell'utente finale, al fine di consentire il pieno sviluppo di servizi innovativi anche da parte di operatori terzi e promuovere la concorrenza nel mercato della vendita di energia elettrica attraverso la diffusione di offerte innovative.

³² [In particolare, secondo il dettato normativo, "l'operatore, prima ovvero, al più tardi, al momento dell'installazione del contatore intelligente, fornisce al cliente una consulenza e informazioni adeguate, con particolare riferimento al pieno potenziale del dispositivo in termini di gestione della lettura e di monitoraggio del consumo di energia elettrica e al trattamento dei suoi dati personali".]

³³ [Anche la Commissione europea ha appena concluso (gennaio 2022) una consultazione pubblica in tema di accesso ai dati su misurazione e consumo di energia elettrica e prevede di adottare i relativi atti di esecuzione nel terzo trimestre del corrente anno, in attuazione delle previsioni di cui alla Direttiva UE 2019/944 (https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13200-Accesso-ai-dati-su-misurazione-e-consumo-di-energia-elettrica-requisiti_it).]

IV. DEFINITIVA USCITA DAL REGIME DI MAGGIOR TUTELA

a. I vantaggi del mercato libero

Al momento sono reperibili sul mercato libero numerose opzioni che consentono di ottenere dei risparmi rispetto al costo della fornitura in maggior tutela ("MT"), come dimostra l'osservazione delle offerte pubblicate sul relativo portale curato dal regolatore di settore ARERA. Si tratta di un elemento importante nella attuale fase di forte crescita del peso del costo dell'energia, in particolare sui bilanci delle famiglie e delle piccole imprese. L'ultimo monitoraggio sull'evoluzione del mercato al dettaglio effettuato da ARERA ed aggiornato al gennaio 2022 (vale a dire prima dei recenti sviluppi critici innescati dagli eventi bellici nell'Europa orientale) metteva in evidenza l'esistenza di un numero significativo di opportunità di risparmio rispetto alla maggior tutela rilevabili dal Portale delle Offerte³⁴. Ripetendo un esercizio analogo a metà marzo 2022³⁵, queste tendenze risultano accentuate, sebbene con una prevalenza delle offerte a prezzo variabile rispetto a quelle a prezzo fisso³⁶. Il passaggio al mercato libero consente dunque ai piccoli utenti di avere a disposizione un panorama di opportunità vantaggiose tra le quali scegliere la più conveniente, anche in termini di prezzo. Emerge dunque l'esigenza di indirizzare il più possibile i consumatori ai vantaggi attualmente ottenibili sul mercato libero tramite una informazione mirata ed efficace. A ciò va aggiunto che il confronto con la fornitura regolata non deve necessariamente limitarsi al prezzo. Infatti, l'evoluzione del mercato elettrico si indirizza verso l'offerta, accanto alla pura *commodity* energia, di ulteriori servizi accessori che non possono invece essere accompagnati alla fornitura in regime di maggior tutela, il cui sviluppo, reso possibile dalla diffusione dei contatori di seconda generazione, accrescerà le variabili competitive del mercato elettrico al dettaglio e contribuirà a un migliore equilibrio complessivo di sistema grazie alla maggiore partecipazione della domanda ai meccanismi di mercato (cfr. Parte III).

b. Gli ultimi step per una completa liberalizzazione

Il superamento del modello attuale, basato sull'esistenza del regime di MT, è fondamentale per eliminare la discriminazione dovuta al fatto che tale regime può essere offerto solo dagli operatori verticalmente integrati nella distribuzione elettrica³⁷. Questo assetto ha creato le condizioni per il forte livello di concentrazione del mercato della vendita che ancora si registra in Italia³⁸, posto che l'attività di distribuzione è svolta in larghissima parte (85% delle utenze domestiche) da un unico operatore (Enel) e i primi quattro arrivano insieme al 94,8% delle utenze domestiche servite³⁹. Al contrario, i vantaggi della liberalizzazione per i consumatori finali, anche in termini di discesa dei prezzi, potranno esplicarsi a pieno solo in un contesto di mercato di effettiva concorrenza tra gli operatori e caratterizzato da un livello di concentrazione più contenuto. In tal senso, l'Autorità ha in passato rilevato le criticità connesse all'adozione di continue proroghe del termine di cessazione del regime tutelato, oltre che in ragione della continua incertezza che dette proroghe ingenerano sui consumatori e sugli operatori del settore, anche in quanto esse determinano l'estensione del periodo nel quale si realizza quel processo di "svuotamento" del bacino di clienti tutelati da parte degli esercenti la MT, i quali possono strategicamente sfruttare il vantaggio conferito dall'essere fornitori di tutela per indurre i propri utenti a passare al mercato libero come clienti dell'impresa del proprio gruppo attiva su tale mercato, cosa che risulta effettivamente essersi verificata fino ad oggi⁴⁰.

³⁴ [Delibera ARERA 37/2022/I/COM, "Monitoraggio sull'evoluzione dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, Rapporto di aggiornamento di gennaio 2022", 1° febbraio 2022. Al dicembre 2021, quando la spesa annua per l'utente-tipo considerato nel monitoraggio di ARERA (Utente domestico residente a Milano con consumo annuo di 2.700 kWh), se servito in maggior tutela, era di 592,24 euro, nel Portale erano disponibili 43 offerte a prezzo variabile più convenienti della MT (6,20% del totale) e 84 a prezzo fisso (13,91% del totale), in grado di far risparmiare fino a 150 euro l'anno (tariffa a prezzo variabile) e a 300 euro l'anno (tariffa a prezzo fisso).]

³⁵ [Estrazione dal Portale delle Offerte delle offerte al 16 marzo 2022, quando il costo della fornitura in regime di maggior tutela per il medesimo cliente è balzato a 954,60 euro annui.]

³⁶ [Emerge che le offerte a prezzo variabile più convenienti della MT sono diventate ben 304 (64,7% del totale), la migliore delle quali fa risparmiare 380 euro annui; le offerte a prezzo fisso più economiche della MT sono invece diminuite in termini assoluti (21) ma non altrettanto significativamente in termini percentuali (9% del totale) e la migliore consente comunque ancora un risparmio di 134 euro annui rispetto alla tariffa di MT.]

³⁷ [Anche un recente rapporto della Commissione Europea sullo stato della liberalizzazione dei mercati retail dell'energia in trenta Paesi europei individuava tale elemento quale uno dei principali ostacoli alla liberalizzazione del mercato elettrico in Italia. Cfr. Napolitano, L. & Zabala, C. (2021) *European Barriers in retail Energy Market Project: Italy Country Handbook*, Luxembourg, publications Office of the European Union.]

³⁸ [Dai dati del regolatore ARERA (c.d. Monitoraggio Retail, pubblicazione periodica) emerge che ancora nel 2020 ben il 63,9% dell'energia consumata da utenti domestici era fornita da un unico operatore (ENEL). La quota del secondo operatore era solo del 7,2%, ma comunque i primi cinque coprivano l'80,1% dell'energia venduta. Anche nel solo mercato libero, il principale operatore (la stessa ENEL) riforniva nel 2020 il 45,7% dei clienti domestici e i primi cinque operatori insieme arrivavano al 70,2% del totale.]

³⁹ [Cfr. ARERA, *Relazione annuale, Stato dei servizi 2020*, p. 104.]

⁴⁰ [Secondo i dati del citato Monitoraggio ARERA prodotti a inizio 2022 e riferiti al 2021, la quota di clienti in uscita dalla maggior tutela che scelgono un contratto di libero mercato con lo stesso venditore o con uno collegato è molto elevata e continua a mantenersi al di sopra del 50%, aumentando leggermente rispetto al 2020. Il regolatore conclude dunque che "Non è scalfito pertanto il vantaggio competitivo nell'acquisire clienti sul libero in capo ai gruppi che operano anche nel servizio di maggior tutela".]

Nell'arco del prossimo biennio, secondo quanto ad oggi previsto, dovranno essere compiuti gli ultimi atti necessari al superamento del regime di MT per i clienti domestici (secondo gli ultimi dati resi disponibili dal regolatore di settore, relativi a settembre 2021, circa 12 milioni di utenze) e le microimprese⁴¹ (alla stessa data, circa 1,8 milioni di utenze). L'articolo 16-ter del D.L. n. 152/2021, così come modificato dalla legge di conversione n. 233/2021, ha nuovamente emendato l'impianto della legge n. 124/2017 (c.d. "Legge Concorrenza"), posticipando di un ulteriore anno (al 10 gennaio 2024) il termine entro il quale può continuare ad essere svolto il servizio di MT per i clienti domestici (pur da considerarsi formalmente cessato al 1° gennaio 2023), nelle more della effettuazione della procedure competitive per la individuazione dei fornitori del c.d. "Servizio a Tutele Graduali" (STG)⁴². La medesima norma ha, invece, lasciato invariata al 1° gennaio 2023 la data di effettiva cessazione del regime tutelato per le microimprese. Entro le suddette date, dovranno quindi individuarsi i nuovi fornitori del STG disciplinato da ARERA, attraverso procedure competitive, in analogia a quanto già avvenuto nel 2021 per le piccole imprese. Va altresì considerato che il D.lgs. n. 210/2021, di recepimento della Direttiva UE 2019/944, ha introdotto nell'ordinamento nazionale la categoria dei clienti domestici elettrici c.d. "vulnerabili" che, alla data di cessazione del regime di MT, avranno diritto ad una specifica fornitura elettrica a condizioni regolamentate che dovranno essere definite da ARERA⁴³.

c. L'uscita dal servizio MT per le microimprese

Alla luce di tale complesso quadro di riferimento, l'Autorità ritiene necessario, in primo luogo, che sia portato a rapido compimento, senza ulteriori differimenti, il percorso già in fase di definizione per le microimprese⁴⁴. L'Autorità auspica quindi la celere definizione degli atti necessari⁴⁵ per lo svolgimento delle procedure di gara per l'individuazione dei fornitori del STG entro il terzo trimestre del 2022, secondo principi che garantiscano il più ampio confronto concorrenziale tra gli operatori, e la conseguente effettiva entrata in servizio dei nuovi esercenti dal 1° gennaio 2023.

d. Uscita dal servizio MT per i consumatori domestici e clienti vulnerabili

Quanto all'uscita dal servizio di maggior tutela dei clienti domestici, per i quali si ribadisce la necessità di rispettare il termine del 10 gennaio 2024, la recente introduzione nell'ordinamento nazionale della nozione di clientela vulnerabile e la previsione di un relativo regime di fornitura regolamentata *ad hoc*, determina, oltre ad alcuni dubbi interpretativi, un ulteriore livello di complicazione del quadro vigente e una potenziale sovrapposizione tra regimi di fornitura di energia elettrica al dettaglio - oltre al mercato libero, il STG e la fornitura a condizioni regolate per clienti vulnerabili, caratterizzati da finalità almeno in parte sovrapponibili - con ulteriori difficoltà operative e di comprensione del mercato da parte della clientela, nonché degli stessi operatori in esso attivi. L'Autorità ritiene che tale scenario debba contemplare alcuni punti imprescindibili, che vanno osservati qualunque sia la declinazione di dettaglio che si vorrà adottare e che andrebbero tradotti in interventi di chiarificazione del dettato normativo ad oggi vigente.

In primo luogo, andrebbe chiarito che il nuovo regime di fornitura a condizioni specifiche per i clienti domestici vulnerabili si qualifica come un obbligo di predisporre un'offerta a tali condizioni da parte dei venditori e non come un obbligo di effettiva fornitura alle stesse. Si dovrà, dunque, garantire l'opportunità di aderire ad una fornitura regolata quale utente vulnerabile, chiarendo però che quest'ultima rappresenta un'alternativa ulteriore per l'utente, che resterebbe sempre libero di non preferirla (in quanto, ad esempio, ha già sottoscritto un'offerta di mercato libero della quale si ritiene soddisfatto).

In secondo luogo, le modalità di scelta dei fornitori chiamati a predisporre l'offerta regolata *ad hoc* dovranno necessariamente rispettare un principio di non discriminazione tra gli operatori attivi nel mercato della vendita di energia elettrica, per non replicare il carattere discriminatorio del regime di maggior tutela, anche in linea con la normativa europea di riferimento. In tal senso, dunque, un'eventuale soluzione che comporti l'affidamento di tale fornitura agli attuali esercenti la MT appare una strada non percorribile. Andrebbe quindi chiarita in tal senso la normativa primaria, in quanto la formulazione attuale appare lasciare la possibilità, nel caso in cui ARERA definisca le condizioni di riferimento per i clienti vulnerabili prima della designazione dei nuovi esercenti il STG per i clienti

⁴¹ [Ai sensi dell'art. 2 della Direttiva UE 2019/944 sul mercato elettrico, microimpresa è un'impresa che occupa meno di 10 dipendenti e realizza un fatturato oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 2 milioni di euro.]

⁴² [Il STG dovrà garantire la fornitura dei clienti che, alla data di cessazione del servizio di MT, non abbiano ancora autonomamente scelto un fornitore di mercato libero. Tale servizio rappresenta un ulteriore meccanismo di regolazione delle condizioni di erogazione da parte degli esercenti, sebbene con alcune importanti differenze rispetto al precedente servizio di MT, in primis relative alla modalità di scelta dei medesimi, selezionati tramite procedure di gara, e non individuati oper legis nei distributori territorialmente competenti (o società dagli stessi controllate).]

⁴³ [La Direttiva UE 2019/944, all'art. 28, ha previsto la nozione di clienti vulnerabili, lasciando tuttavia all'applicazione degli Stati Membri la concreta definizione degli utenti da ricomprendere in detta categoria, così come la determinazione delle modalità di fornitura di energia elettrica ai medesimi. Nel caso in cui gli interventi previsti dagli Stati Membri, in deroga alla previsione generale di prezzi di fornitura basati sul libero mercato, includano misure di fissazione dei prezzi, le stesse devono rispondere a determinate condizioni specificate nella stessa Direttiva (art. 5, commi 4 e 5: proporzionalità, risposta all'interesse generale, temporaneità, non discriminazione ecc.) e devono essere notificate alla Commissione (art. 5, comma 8).]

⁴⁴ []

⁴⁵ [L'iter prevede l'adozione dei seguenti atti: Decreto MiTE, Pareri di ARERA e dell'Autorità e, successivamente, delibera attuativa di ARERA.]

domestici, che a rifornire tali utenti siano i fornitori in quel momento titolari del contratto di vendita, ovvero, nella maggioranza dei casi, gli esercenti la MT⁴⁶. Inoltre, nel caso in cui il regolatore non definisca le condizioni per i clienti vulnerabili, occorre evitare che il sistema discriminatorio attualmente in vigore per la MT rimanga attivo per i clienti vulnerabili anche oltre il 10 gennaio 2024.

A parere dell'Autorità è dunque assolutamente necessario che la normativa vigente (combinato disposto dell'articolo 11, comma 2, del D.lgs. n. 210/2021 e dell'articolo 1, comma 60, della legge n. 124/2017) venga modificata al fine di evitare con ogni mezzo possibile che gli utenti vulnerabili rimangano clienti dei fornitori del servizio di MT; ciò anche individuando modalità *ad hoc* per la designazione dei fornitori dei clienti vulnerabili o includendo gli utenti vulnerabili nelle gare da svolgersi per il STG entro il 10 gennaio 2024.

Da ultimo, l'Autorità ritiene cruciale che venga diffusa da subito una massiccia campagna informativa istituzionale a carattere nazionale sui principali *mass media* e in fasce orarie di massima fruizione, volta a rendere consapevole la generalità dei consumatori del processo di liberalizzazione in atto, delle relative scadenze, e delle corrispondenti conseguenze per la propria fornitura di energia elettrica. In particolare, oggetto della campagna informativa dovrebbe essere la natura del STG quale strumento di traghettamento al mercato libero e, dunque, l'invito a cercare sin da subito offerte vantaggiose sul mercato libero. Si ritiene, infatti, che il perdurante clima di incertezza e la scarsa consapevolezza da parte degli utenti circa i cambiamenti in corso possano non solo minare il buon esito complessivo del processo, ma anche favorire (come ha già favorito negli ultimi anni) condotte scorrette da parte degli operatori, volte a sfruttare tale incertezza a proprio vantaggio, ad esempio utilizzando il messaggio relativo alla fine del mercato tutelato quale elemento fortemente negativo per l'utente, che potrebbe, contrariamente al vero, rimanere "in un contesto protetto" solo transitando al mercato libero con il suo fornitore storico. In tal senso, il momento di forte crisi dei prezzi dell'energia con conseguente aumento dei costi per le famiglie potrebbe essere sfruttato in senso positivo, beneficiando dell'accresciuta attenzione dei consumatori per tali tematiche e per i risparmi che il processo di liberalizzazione, se correttamente gestito, può apportare.

Al fine di rendere più agevole l'uscita dal regime di maggior tutela dei clienti domestici e coordinare tale processo con l'identificazione di un regime regolato per i clienti elettrici cosiddetti "vulnerabili", si segnala la necessità di:

- modificare l'articolo 11, comma 2, del D.lgs. n. 210/2021 chiarendo che l'obbligo dei fornitori di offrire l'energia ai clienti vulnerabili ad un prezzo regolato sia un obbligo a informarli dell'esistenza della relativa tariffa, specificando a chi rivolgersi per averla e chiarendo in maniera inequivocabile che il cliente vulnerabile che non intenda accedervi è libero di scegliere qualunque altra soluzione;*
- prevedere modalità di identificazione competitive dei fornitori dei clienti vulnerabili, ad esempio stabilendo che, per ogni lotto delle aste per il servizio a tutela graduale, il vincitore sia anche fornitore per i clienti vulnerabili;*
- avviare sin da subito una massiccia campagna informativa istituzionale sui principali mass media e in fasce orarie di massima fruizione, volta a rendere consapevole la generalità dei consumatori dell'opportunità del processo di liberalizzazione in atto e della natura del servizio a tutela graduale quale strumento di traghettamento al mercato libero.*

V. COMPLETAMENTO GOVERNANCE GESTIONI IDRICHE INTEGRATE E PNRR

Appare sostanzialmente completata, sebbene con ritardo, la fase di costituzione degli Enti di Governo d'Ambito idrico (EGA)⁴⁷. Gli EGA sono 62 sull'intero territorio nazionale, di cui 12 regionali e 50 *sub* regionali. Quasi tutti gli EGA hanno affidato il Servizio Idrico Integrato (SII) al gestore unico. Il monitoraggio ARERA di febbraio 2022 indica situazioni critiche in 4 ambiti regionali (Campania, Calabria, Molise e Val d'Aosta) e in 6 ATO *sub* regionali siciliani (Palermo, Catania, Messina, Ragusa, Siracusa, Trapani)⁴⁸. In numerosi ATO che hanno visto l'affidamento al gestore unico permangono situazioni di coesistenza con soggetti più piccoli che gestiscono il SII in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina vigente o con gestioni comunali in economia. Si tratta, in entrambi i casi, di attività caratterizzate da forti inefficienze, in particolare con riferimento al rapporto con l'utenza finale. Il mancato perfezionamento delle attività propedeutiche all'affidamento del SII è denso di conseguenze sia sotto il profilo ambientale e di coesione territoriale, sia con riferimento alla qualità ed efficienza della fornitura del servizio pubblico idrico. ARERA, nel citato monitoraggio⁴⁹, sottolinea come permanga un *Water Service Divide* tra l'area Centro-Nord del Paese (in cui i meccanismi decisori degli EGA e le capacità gestionali e di carattere industriale degli operatori

⁴⁶ [Cfr. combinato disposto dell'art. 11, comma 2, D.lgs. n. 210/2021 e dell'art. 1, comma 60, L. n. 124/2017.]

⁴⁷ [Cfr. Tredicesima Relazione ARERA ai sensi dell'articolo 172, comma 3-bis, del D.lgs. n. 152/2006 del 1° febbraio 2022; Relazione 39/2022/I/IDR.]

⁴⁸ [Con riferimento alla Regione Calabria, l'Autorità Idrica regionale ha comunicato ad ARERA che, con decreto del Direttore Generale AIC n. 82 del 23 dicembre 2021, è stato disposto l'affidamento in via provvisoria, del servizio idrico integrato per l'ATO "Calabria" all'Azienda Speciale Consortile "Acque Pubbliche della Calabria", ad oggi con caratteristiche di scarsa operatività]

⁴⁹ [Il medesimo orientamento è stato già espresso dall'Autorità nella "Memoria dell'Autorità di regolazione per energia reti ambiente in merito al disegno di legge di legge recante "legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021" (AS 2469)" Memoria per la 10a Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica del 4 marzo 2022.]

appaiono in linea con il raggiungimento degli obiettivi del settore) e molte aree del Sud, dove invece permangono carenze strutturali. Questa divisione investe tutti i profili rilevanti del SII: la vera e propria fruizione dei servizi da parte dei cittadini; la realizzazione degli investimenti necessari; l'attività legislativa regionale. Come effetto di questa situazione, in alcune importanti aree del Paese si perpetuano gravi inefficienze in termini di perdite di rete, servizi scadenti all'utenza, bollette non riscosse, servizi di depurazione e fognatura non conformi alla normativa europea. Recentemente è intervenuta sul punto la L. n. 233/2021 (di conversione del D.L. n. 152/2021) che ha introdotto il comma 2-ter all'articolo 147 del D.lgs. n. 152/06. La norma prevede che, nei casi in cui siano ancora presenti gestioni frammentate accanto al gestore unico d'ambito⁵⁰, queste siano obbligate a confluire nella gestione unica entro il 1° luglio 2022; invece, nei casi in cui manchino i gestori unici, gli EGA dovranno procedere all'affidamento entro il 30 settembre 2022. Atteso che non è la prima volta che vengono fissate date entro le quali gli EGA e/o le regioni inadempienti devono completare il processo di realizzazione della *governance* del SII è lecito ipotizzare che anche in questo caso il termine del 30 settembre 2022 possa non essere rispettato⁵¹.

L'Autorità ritiene che questa carenza nel processo di completamento del quadro della *governance* del SII a livello nazionale, già grave di per sé per i motivi esposti poc'anzi, nell'attuale congiuntura sia insostenibile per il Paese. Le recenti iniziative REACT-EU e PNRR hanno messo a disposizione una quantità ingente di risorse da cui si può attingere per sanare il *gap* infrastrutturale che impedisce, in alcune aree dell'Italia, di avere un servizio idrico efficiente e un'adeguata tutela degli utenti finali⁵². La fruizione di questi fondi è però condizionata alla presenza di un EGA pienamente operativo e al completamento delle procedure di affidamento del SII ad un gestore capace di progettare e realizzare gli interventi di miglioramento delle infrastrutture da finanziare. Il termine fissato dalla L. n. 233/2021, non aiuta in tal senso; infatti, anche ove si arrivasse, per le zone ancora inadempienti, all'individuazione dell'affidatario del servizio entro il 30 settembre 2022, sarebbe comunque troppo tardi. I fondi REACT-EU sono già stati assegnati e il 9 marzo 2022 il MIMS ha pubblicato in Gazzetta Ufficiale il bando per l'assegnazione di 900 milioni di euro di fondi PNRR per la riduzione delle perdite idriche, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti⁵³. Le richieste di finanziamento sono presentate dagli EGA che abbiano affidato il servizio a un gestore unico d'ambito e i soggetti attuatori sono i gestori del servizio idrico integrato o i cd. "soggetti salvaguardati" ex articolo 147, comma 2-bis, del TUA. Tali soggetti devono possedere una serie di requisiti, tra cui essere ottemperanti agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione dello specifico schema regolatorio (composto dal programma degli interventi, dal piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione); devono possedere la capacità operativa e amministrativa al fine di fornire garanzia circa la realizzazione del progetto nelle modalità e nei termini previsti e devono aver adottato adeguate misure per garantire il rispetto del principio di sana gestione finanziaria.

Vi è, dunque, un rischio molto alto che gli EGA che non hanno ancora completato il percorso di definizione della *governance* del SII negli ATO individuati - o che vi sono giunte di recente ma in un contesto provvisorio, ancora non pienamente operativo e in situazione di grande frammentazione delle gestioni - possano perdere l'occasione di ottenere i fondi del PNRR (o comunque utilizzarne solo una parte) in quanto privi dei requisiti per poter partecipare alla loro assegnazione (mancanza di soggetti attuatori o soggetti attuatori non idonei). Nell'ipotesi in cui vengano utilizzati in pieno i fondi da parte degli EGA del Centro-Nord si arriverebbe all'esito paradossale che i piani europei abbiano come risultato un allargamento, anziché un superamento, del *Water Service Divide*. Per quanto stretta sia la tempistica connessa all'erogazione dei fondi, l'Autorità ritiene che debba essere compiuto ogni sforzo per evitare il mancato utilizzo dei fondi PNRR in alcune Regioni meridionali che maggiormente ne avrebbero bisogno, come peraltro sottolineato anche da ARERA nel luglio 2021, con una segnalazione al Parlamento (Cfr. Delibera ARERA n. 331/2021)⁵⁴.

⁵⁰ [Cui non sia stata riconosciuta la "salvaguardia" della gestione autonoma ex art. 147, comma 2 bis, lettera b) del TUA.]

⁵¹ [La normativa vigente già prevede specifici poteri sostitutivi in caso di inerzia degli EGA e delle Regioni tramite la nomina di un commissario ad acta, ma a quanto risulta questo potere ad oggi è stato esercitato in maniera molto circoscritta. Cfr. art. 172, comma 4, del TUA.]

⁵² [A titolo di mero esempio, la voce d'investimento 4.2 del PNRR prevede 1,231 miliardi di euro destinati ad interventi per la riduzione delle perdite delle reti, di cui 313 milioni di euro aggiuntivi dedicati al Sud Italia. Tra l'altro l'obiettivo generale M2C4 del PNRR, "Tutela e valorizzazione del territorio e della risorsa idrica", affronta proprio la situazione peculiare che caratterizza il Sud Italia e la necessità di un intervento dello Stato centrale finalizzato a "rafforzare il processo di industrializzazione del settore (favorendo la costituzione di operatori integrati, pubblici o privati, con l'obiettivo di realizzare economie di scala e garantire una gestione efficiente degli investimenti e delle operazioni)".]

⁵³ [Il bando prevede che il 40% delle risorse sia destinato prioritariamente alle Regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia) e che le proposte di finanziamento siano presentabili in due finestre temporali di cui una scade il 19 maggio 2022 per 630 milioni di euro e l'altra il 31 ottobre 2022 per 270 milioni di euro (si prevede altresì che le risorse non allocate nella prima finestra siano rese disponibili nella seconda).]

⁵⁴ [In quell'occasione, il regolatore settoriale ha formulato alcuni suggerimenti consistenti nell'affiancare i gestori integrati neocostituiti con un soggetto societario a controllo pubblico (con esperienza in progetti di assistenza alle amministrazioni pubbliche e SPL), con compiti di supporto tecnico in termini organizzativi e know-how specifico; nei casi di mancato affidamento del servizio idrico integrato, ha altresì suggerito la previsione di una gestione transitoria del servizio per un arco temporale di quattro anni (2022-2026, quindi, potenzialmente sovrapponibile a quello di attuazione del PNRR) da affidare ad un soggetto societario a controllo pubblico che, sulla base della disciplina dei contratti pubblici, potesse far ricorso a soggetti dotati di adeguate capacità industriali e finanziarie per la fornitura del servizio. La proposta è stata ribadita da ARERA nella citata Memoria per la 10a Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica del 4 marzo 2022.]

Appare, pertanto, necessario un intervento urgente che ponga un termine ultimo per il completamento degli affidamenti coerente con i termini per la presentazione dei progetti per ottenere i fondi PNRR. In caso di infruttuosa scadenza del termine assegnato o, comunque, in presenza di gestori che non abbiano i requisiti per l'assegnazione dei fondi PNRR, in deroga alle norme del TUA che individuano poteri sostitutivi commissariali per le ipotesi di inadempimento agli obblighi ivi previsti, si dovrebbe prevedere l'impiego di poteri sostitutivi ed il subentro di un soggetto pubblico statale che, in luogo degli enti preposti, effettui tutti gli adempimenti prescritti dalla legge per individuare il gestore unico in ciascun ambito territoriale ottimale, con le caratteristiche di operatività richieste per la gestione del SII ovvero con i requisiti richiesti dai bandi PNRR⁵⁵. Nelle more dell'affidamento del SII a un gestore unico individuato o costituito *ad hoc* o che sia comunque in grado di svolgere efficacemente l'attività, e al fine di non perdere la possibilità di ottenere i fondi europei, il soggetto pubblico dovrebbe altresì presentare i progetti contenuti nei Piani d'Ambito (ove già esistenti) o di immediata urgenza negli altri casi e affidare, nel rispetto della vigente normativa in materia di contratti pubblici, a soggetti industriali dotati di adeguate capacità operative e finanziarie, l'esecuzione degli interventi da realizzare con i fondi PNRR e la successiva gestione delle relative infrastrutture e del servizio idrico integrato per un periodo congruo. A tal fine, potrebbe risultare utile applicare il modello previsto, in termini di semplificazione delle procedure di affidamento, dall'articolo 48 del D.L. n. 77/2021, recante "*Semplificazione in materia di affidamento dei contratti pubblici PNRR e PNC*"⁵⁶.

In ogni caso, e a prescindere dall'ottenimento dei fondi PNRR, il soggetto pubblico dovrebbe agevolare la realizzazione di tutti gli interventi prioritari individuati e funzionali al conseguimento o miglioramento degli obiettivi di qualità del SII, ovvero volti al risanamento, ammodernamento o ampliamento delle reti e degli impianti. La durata della gestione transitoria dovrebbe dipendere dalle attività che il gestore a titolo transitorio sarà chiamato a svolgere al fine di ridurre le carenze strutturali del servizio e dal tempo necessario a consentire l'individuazione e l'operatività di un gestore del servizio idrico integrato pienamente operativo, finanziariamente solido e dotato di competenze specifiche.

Al fine di evitare che gli Enti di Gestione d'Ambito che non hanno ancora completato il percorso di definizione della governance del servizio idrico integrato negli ambiti territoriali individuati - o che vi sono giunti di recente ma in un contesto provvisorio, ancora non pienamente operativo e in situazione di grande frammentazione delle gestioni - possano perdere l'occasione di ottenere i fondi del PNRR, si ritiene si debba:

- *fissare un termine inderogabile e molto ravvicinato per l'individuazione del gestore unico d'ambito da parte degli gli Enti di Gestione d'Ambito che non vi abbiano ad oggi proceduto;*
- *prevedere un meccanismo di poteri sostitutivi diverso rispetto a quanto previsto all'articolo 172, comma 4, del Testo Unico Ambientale consentendo, in caso di mancato adempimento nel termine di cui sopra, a soggetti pubblici statali di partecipare (al posto degli gli Enti di Gestione d'Ambito inadempienti) all'assegnazione dei fondi PNRR avvalendosi di soggetti industriali dotati di capacità operative e di solidità finanziaria, in possesso dei requisiti richiesti dai bandi di gara, selezionati con procedure competitive semplificate;*
- *incaricare i soggetti industriali di cui sopra di realizzare gli interventi di cui al Piano d'Ambito o comunque urgenti e di gestire in via transitoria il servizio idrico integrato fino all'individuazione e all'operatività di un gestore unico locale con le competenze e la solidità economico-finanziaria in grado di subentrare nello svolgimento dell'attività a regime.*

IL PRESIDENTE
Roberto Rustichelli

⁵⁵ *[Ad esempio, un soggetto societario a controllo interamente pubblico che abbia esperienza pregressa in attività consulenza agli enti locali in materia di svolgimenti di servizi pubblici locali.]*

⁵⁶ *[Convertito in L. n. 108/2021: "Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure". Il D.L. n. 77/2021 è intervenuto con importanti misure di semplificazione, accelerazione e snellimento delle procedure di contrattualistica pubblica, derogatorie o di modifica al D.lgs. n. 50/2016, per l'affidamento e l'esecuzione dei contratti pubblici per la realizzazione di opere finanziate con risorse PNRR e PNC (i.e. il Piano nazionale per gli investimenti complementari al PNRR), tra cui la possibilità di utilizzare entro limiti predeterminati la procedura negoziata senza previa pubblicazione di un bando di gara ex artt. 63 e 125, D.lgs. n. 50/2016 (cfr. art. 43, D.L. n. 77/2021).]*