

Osservazioni Utilitalia sulla consultazione “Sustainable finance – EU classification system for green investments”

Utilitalia, associazione che riunisce circa 450 tra le principali imprese italiane operanti nei settori idrico, energetico e dell’igiene ambientale, accoglie con favore la volontà della Commissione di procedere nell’implementazione della c.d. Taxonomy Regulation, che rappresenta un prerequisito essenziale per realizzare gli obiettivi del “EU Green Deal”. Solo un quadro di regole uniformi e sostenibili sul lungo periodo, orientato dal principio fondamentale della neutralità tecnologica, può indirizzare l’economia europea verso scelte di investimento ecosostenibili.

Tuttavia, l’esame del testo posto in consultazione evidenzia che la direzione presa non è quella auspicata e che le scelte fatte non tengono conto dell’effettiva maturità tecnologica dei diversi settori, nonché del reale contributo che ciascuna attività può fornire rispetto alla riduzione delle emissioni climalteranti. Ciò si riflette nell’adozione di criteri di vaglio tecnico eccessivamente sfidanti, che rischiano di portare all’esclusione, dal novero delle attività ecosostenibili, di servizi essenziali per la sicurezza sanitaria delle comunità e la tutela degli ecosistemi (come ad esempio la costruzione e la gestione di reti idriche e depuratori), “green” per definizione. Anche alcune tecnologie di produzione di energia elettrica e termica, capaci di assicurare una drastica riduzione di emissioni di CO₂ rispetto all’utilizzo di fonti tradizionali (in primis idroelettrico, biodigestione e cogenerazione), potrebbero restare escluse. Inoltre, il regolamento delegato non sembra considerare il potenziale contributo che determinate attività possono fornire, anche in un’ottica di transizione, alla lotta ai cambiamenti climatici (ad. es. Waste-to-Energy).

Altro aspetto da evidenziare è quello relativo alla coerenza delle nuove regole rispetto all’ordinamento vigente. Gli atti delegati devono coordinarsi con le altre norme eurounitarie e nazionali, sia settoriali sia generali, evitando sovrapposizioni e problemi interpretativi. Occorre prevenire anche l’insorgere di conflitti: ad esempio, i vincoli sempre più stringenti fissati dalle nuove direttive europee sul trattamento di acque potabili e reflue non sono coniugabili con una drastica riduzione dei consumi energetici.

In caso contrario, si rischia di svuotare l’interesse di imprese ed investitori rispetto alle attività sostenibili, spingendoli a focalizzarsi su attività tradizionali. Verrebbe quindi vanificato uno degli obiettivi del Regolamento Taxonomy: indirizzare i mercati finanziari verso il sostegno ad attività in linea con gli obiettivi ambientali dell’Unione. Il mercato della finanza sostenibile, infatti, è alimentato dal volume delle attività target. Ma se le regole imposte sono così stringenti da ridurre a residuali le attività potenzialmente eleggibili, si produce il paradosso per cui numerosi progetti che perseguono obiettivi di sostenibilità e resilienza risulteranno non investibili.

Si ritiene quindi imprescindibile un intervento da parte della Commissione Europea sul testo del regolamento delegato teso a:

- Rimuovere gli ostacoli di natura tecnica – elencati in dettaglio nell’allegato – che escludono dalla Tassonomia numerose attività capaci di contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici.



In particolare, vanno superati criteri, limiti e parametri eccessivamente stringenti e privi di progressività e di una necessaria differenziazione sulla base del contesto;

- Procedere ad una graduale implementazione della Tassonomia, sia per valorizzare il potenziale contributo di alcune attività, considerate “tradizionali”, alla transizione energetica, sia per incrementare l’accettazione, da parte del mercato, dei nuovi paradigmi introdotti dal Regolamento (UE) 2020/852.

Solo in questo modo sarà possibile indirizzare i mercati verso il sostegno a programmi di investimento realmente green, in grado di coniugare servizi e produzioni di qualità, rispetto dell’ambiente e sviluppo sociale ed economico.



ALLEGATO: Osservazioni rispetto ai Criterio di Vaglio Tecnico proposti

ATTIVITA' ENERGY

3.2. Manufacture of equipment for the production of hydrogen

Non appare chiara la motivazione che ha portato ad individuare quale unica tecnologia “green” di produzione dell'idrogeno l'elettrolisi. Esistono anche altre tecnologie di produzione che possono essere utilizzate. In tali situazioni, al fine di escludere potenziali impatti negativi in termini di emissioni di CO₂, si potrebbe introdurre, quale condizione abilitante, l'utilizzo di fonti energetiche “carbon neutral”, basate su matrici considerate in ogni caso rinnovabili. Conseguentemente, si suggerisce di modificare la definizione di produzione di idrogeno come segue: "The economic activity manufactures hydrogen electrolysis technologies or other carbon-neutral hydrogen manufacturing technologies".

4.1. Electricity generation using solar photovoltaic technology

Con riferimento al criterio DNSH “transizione verso un economia circolare”, laddove si favorisce l'utilizzo di "apparecchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità", non viene specificato cosa si intende per “durabilità” e “riciclabilità”. Tali concetti potrebbero anche differire tra i diversi Stati Membri. Si suggerisce, pertanto, di non indicare target generici e non sufficientemente definiti, che avrebbero difficoltà ad essere verificati e rischierebbero di condurre ad interpretazioni divergenti.

4.5. Electricity generation from hydropower

L'introduzione di soglie specifiche per la generazione di energia idroelettrica, a differenza di quanto previsto per le altre FER, è in conflitto con il principio di neutralità tecnologica, incorporato nel regolamento sulla tassonomia. Inoltre, devono essere inclusi tra gli impianti da considerare “green” tutti quelli ad acqua fluente non interessati dalla fermentazione e quelli installati sulle reti idriche. È anche necessario fornire una più puntuale esplicitazione dei riferimenti di calcolo della “power density” (potenza installata o efficiente e superficie dell'invaso al livello di massima regolazione).

Si sottolinea, peraltro, l'esigenza di includere tra le attività “eligible” tutti i tipi di accumulo con pompaggio. L'attuale formulazione, infatti, mancando l'obiettivo di garantire un approccio neutrale tra le diverse tecnologie di accumulo esistenti, effettua una differenziazione tra "accumulo idroelettrico con pompaggio a circuito chiuso" e "accumulo idroelettrico con pompaggio misto", a sfavore di quest'ultimo (che peraltro è largamente prevalente rispetto al



primo, sia in Italia che in Europa). È evidente il rischio di creare disparità tra Paesi diversi o tra regioni di uno stesso Paese.

Per quanto riguarda i criteri DNSH, invece, si segnala che l'uso sostenibile e la protezione delle risorse idriche sono già ampiamente disciplinati dalle diverse direttive settoriali, in primis la Direttiva Quadro Acque (2000/60/CE). Tutti i requisiti necessari per il raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dal Regolamento Taxonomy (compresi i tempi di attuazione) sono in realtà dettagliati nei Programmi di misure e nei Piani di Gestione dei Bacini Idrografici. Le norme in materia di Tassonomia, quindi, devono evitare l'introduzione di requisiti ulteriori o la duplicazione di misure di pianificazione.

4.7. Electricity generation from gaseous and liquid fuels

Sul punto, si evidenzia che porre sullo stesso piano tutti i combustibili fossili non appare corretto, in quanto non valorizza il potenziale contributo dei combustibili gassosi (caratterizzati da livelli di emissioni di gas climalteranti più bassi rispetto a olii e carbone). Inoltre, la soglia di emissione di CO₂ proposta parrebbe determinare un obbligo, per proseguire nell'attività di produzione, di adottare tecnologie di cattura e sequestro, per il quale non si dispone ancora di una tecnologia consolidata ed economicamente sostenibile.

4.8 Electricity generation from bioenergy

Per quanto riguarda il criterio che collega l'eleggibilità della generazione elettrica da biomasse ad "un risparmio nelle emissioni di gas serra pari ad almeno l'80%", suggeriamo di non definire soglie specifiche e di fare riferimento all'art.29 della Direttiva (UE) 2018/2001.

Sul criterio DNSH relativo alla prevenzione e al controllo dell'inquinamento, si sottolinea che le norme dell'Allegato II del Regolamento 2019/1009 non sono ancora applicabili. Suggeriamo che, fino a che non lo diventino, possa essere sufficiente il rispetto delle normative nazionali sui fertilizzanti.

4.9. Transmission and distribution of electricity

Relativamente ai criteri di valutazione dell'attività rispetto al contributo alla mitigazione dei cambiamenti climatici, la proposta sembra escludere diverse tipologie di interventi sulla rete, limitandosi a valorizzare – principalmente – quelli tesi a favorire gli allacciamenti degli impianti FER o l'installazione di punti di ricarica dei mezzi di trasporto elettrici.

Ciò non appare coerente con l'esigenza di promuovere massimamente l'elettrificazione dei consumi. Per questo, gli atti delegati dovrebbero definire sostenibili tutti gli investimenti sulle reti, ivi inclusi i potenziamenti ed i rifacimenti delle reti elettriche, nonché gli interventi volti all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Quanto sottolineato è particolarmente rilevante rispetto al secondo e terzo criterio tecnico di valutazione. Va ricordato, infatti, che gli



asset di generazione elettrica (siano essi "emission free" o meno) sono tutti connessi alle medesime reti, rendendo impossibile determinare se una specifica linea sia "sostenibile" oppure no ai sensi della tassonomia (i System Operator non hanno la possibilità di scegliere quali tipi di generatori possono connettersi alle proprie linee). Per questo, nelle reti di distribuzione la soglia di 100 gr CO₂ / kW non è un parametro oggettivamente misurabile.

Inoltre, tra gli investimenti "green" andrebbero espressamente citati l'installazione di smart meters e le infrastrutture digitali, dal momento che questi elementi sono gli abilitatori chiave per sviluppi, integrazioni e valorizzazione dell'energia rinnovabile.

4.10 – 4.11 – 4.12 Storage of energy

Le tecnologie di storage rappresentano un elemento chiave per gli sviluppi futuri delle reti di distribuzione dell'energia.

Per ciò che concerne lo storage elettrico, si evidenzia l'importante contributo che esso può fornire, in quanto consente di svincolare la produzione di elettricità attraverso fonti rinnovabili non programmabili da vincoli temporali e ambientali. In ogni caso, comunque, occorre verificare il potenziale impatto ambientale nel corso dell'intera durata del ciclo vitale delle nuove tecnologie di stoccaggio che si stanno diffondendo (ad es., sistemi a batteria).

Un discorso simile può essere fatto per lo storage termico, che consente di slegare la produzione di calore da limiti temporali e climatici.

Si pone in evidenza, inoltre, l'importante contributo che può essere fornito dallo storage dell'idrogeno in combinazione con la sua produzione da fonti "carbon neutral"; grazie alla rete di trasmissione dell'elettricità, lo storage consente di generare idrogeno presso insediamenti industriali idonei (es. con collocazione baricentrica alla logistica di distribuzione e di utilizzo). Il vantaggio di generare idrogeno in luoghi, tempi e disponibilità di fonti "carbon neutral", svincolati dal suo utilizzo, sia in termini temporali che quantitativi, fornirebbe un contributo importante alla transizione energetica per contrastare gli effetti climateranti della generazione di energia da fonti fossili.

4.13. Manufacture of biogas and biofuels for use in transport

Si ribadisce quanto già segnalato nel commento al par. 4.8: il criterio che collega l'eleggibilità della produzione di biogas o biocarburanti ad "un risparmio nelle emissioni di gas serra pari ad almeno l'80%" non è condivisibile, né coerente con la vigente disciplina UE in materia. Sugeriamo, quindi, di non definire soglie specifiche, ma di fare riferimento all'art.29 della Direttiva (UE) 2018/2001.

Sul criterio DNSH relativo alla prevenzione e al controllo dell'inquinamento, si sottolinea che le norme dell'Allegato II del Regolamento 2019/1009 non sono ancora applicabili. Sugeriamo che, fino a che non lo diventino, possa essere sufficiente il rispetto delle normative nazionali sui fertilizzanti.



Art. 4.14 Transmission and distribution networks for renewable and low-carbon gases

È noto che le reti di distribuzione del gas naturale rappresentano un fattore abilitante per il raggiungimento degli obiettivi climatici europei. Per questo, è essenziale che tutti gli interventi di riconversione delle reti gas siano riconosciuti come investimenti sostenibili.

In futuro, infatti, i distributori di gas saranno chiamati a sostenere costi sempre più elevati per il retrofit delle reti, al fine di renderle compatibili con l'idrogeno e altri gas a basso tenore di carbonio, ma anche per limitare le possibili perdite di metano. Occorre, quindi, ricomprendere tra gli investimenti capaci di fornire un contributo sostanziale all'adattamento ai cambiamenti climatici tutti gli investimenti sulle reti gas tesi a ridurre le emissioni climalteranti. Similmente, in un'ottica di futura promozione dei gas low carbon, andrebbero inclusi anche tutti gli interventi di estensione delle reti.

4.15. District heating/cooling distribution

Un contributo significativo alla mitigazione del cambiamento climatico può essere garantito dall'utilizzo delle migliori tecnologie di abbattimento e monitoraggio delle emissioni in atmosfera sulle reti e gli impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento. In tal senso, la soluzione migliore – a parità di fonte primaria – resta quella di concentrare la generazione di calore in pochi grandi impianti, piuttosto che distribuirla in numerosi piccoli impianti.

Per il rinnovo della rete, inoltre, il consumo di acqua a bassa temperatura dovrebbe essere considerato un parametro rilevante per valutare le esigenze di investimento.

Pur esclusa dalla tassonomia, inoltre, non si può non evidenziare, anche con riferimento al teleriscaldamento, il ruolo centrale che la termovalorizzazione svolge nella produzione e distribuzione di calore all'interno delle principali città europee. Per questo, appare non motivata l'esclusione da questa sezione della termovalorizzatore a recupero termico che alimenta reti di teleriscaldamento.

4.18. Cogeneration of heat/cool and power from geothermal energy

Il valore soglia di emissioni di 100g CO₂e/kWh è eccessivamente sfidante e andrebbe sostituito da un parametro maggiormente progressivo e "customizzabile" rispetto alle diverse situazioni di partenza.

4.19. Cogeneration of heat/cool and power from gaseous and liquid fuels

La soglia proposta di 100 g CO₂eq per kWh di energia immessa per la cogenerazione escluderebbe di fatto gli impianti di cogenerazione alimentati a gas dal novero delle attività



sostenibili. In realtà, la cogenerazione di calore / freddo e di energia elettrica da combustibili gassosi e liquidi può svolgere la sua funzione di “attività di transizione” solo se tale soglia viene adeguata alla realtà tecnologica degli impianti esistenti ed installabili. In caso contrario, gli investimenti in impianti di cogenerazione, che in prospettiva possono essere convertiti all'utilizzo di gas rinnovabili e idrogeno, sono disincentivati.

Gli impianti di cogenerazione sono una chiave per raggiungere gli obiettivi climatici più ambiziosi per il 2030, in quanto rappresentano un mezzo efficiente per utilizzare i combustibili gassosi e liquidi per l'approvvigionamento di calore e di energia, consentendo un sostanziale risparmio di emissioni di CO₂ rispetto alla produzione separata di calore/energia. Questi combustibili rimarranno parte integrante del nostro sistema energetico per il prossimo futuro, fino a quando i gas ecosostenibili e a basse emissioni di carbonio non saranno più facilmente accessibili.

Inoltre, gli impianti alimentati a gas naturale dovrebbero essere classificati separatamente da quelli alimentati dai combustibili liquidi o altri. Andrebbero anche meglio focalizzati gli obiettivi di riduzione degli NO_x, che allo stato sono molto diffusi sul territorio europeo e nazionale. Viene infatti posta una soglia sulla CO₂, ma non sugli NO_x (questo nonostante i combustibili liquidi abbiano emissioni NO_x che pesano sull'inquinamento dell'aria).

Si ricorda, infine, che la transizione energetica può essere sostenuta da una cogenerazione alimentata in tutto o in parte ad idrogeno, attraverso il recupero di turbine a gas che possono essere facilmente adattate, anche in ottica di economia circolare.

4.20. Cogeneration of heat/cool and power from bioenergy

Come già anticipato *supra* con riferimento alla generazione elettrica da bioenergy, il criterio che collega l'eleggibilità della cogenerazione da biomasse ad “un risparmio nelle emissioni di gas serra pari ad almeno l'80%”, non è condivisibile né giustificato. Sugeriamo di non definire soglie specifiche, ma di fare riferimento all'art.29 della Direttiva (UE) 2018/2001.

Sul criterio DNSH relativo alla prevenzione e al controllo dell'inquinamento, si sottolinea che le norme dell'Allegato II del Regolamento 2019/1009 non sono ancora applicabili. Riteniamo che, fino a che non lo diventino, possa essere sufficiente il rispetto delle normative nazionali sui fertilizzanti.

Con riferimento al criterio DNSH relativo alla “transizione verso un'economia circolare”, si segnala che la necessità di biomassa per gli impianti di cogenerazione può determinare una mancanza di materiale per gli impianti di trattamento del rifiuto organico, mettendo a rischio tale settore, che è funzionale alla corretta gestione degli impianti.

4.23 Production of heat/cool from gaseous and liquid fuels

La generazione di calore attraverso caldaie alimentate a gas naturale ha normalmente il solo scopo di integrare altre modalità di produzione. In questo caso, l'applicazione del parametro CO₂ potrebbe richiedere investimenti eccessivi se paragonati al limitato utilizzo di questa tecnologia,



che gli operatori sfruttano quasi esclusivamente come integrazione per situazioni di picco di domanda.

4.24. Production of heat/cool from bioenergy

Si ribadisce quanto espresso ai punti 4.8 e 4.20: collegare l'ammissibilità della produzione di calore da biomasse ad "un risparmio nelle emissioni di gas serra pari ad almeno l'80%", non è condivisibile né giustificato. Si suggerisce nuovamente di non definire soglie specifiche, ma di fare riferimento all'art.29 della Direttiva (UE) 2018/2001.

Sul criterio DNSH relativo alla prevenzione e al controllo dell'inquinamento, si ribadisce che le norme dell'Allegato II del Regolamento 2019/1009 non sono ancora applicabili. Pertanto, fino a che non lo diventino, è sufficiente il rispetto delle normative nazionali sui fertilizzanti.

4.25. Production of heat/cool using waste heat

Gli impianti di termovalorizzazione giocano un ruolo fondamentale nell'economia circolare dell'energia e del calore. Avranno un ruolo essenziale nel raggiungere gli obiettivi previsti al 2030 dal pacchetto economia circolare, in quanto consentono di recuperare energeticamente i materiali che non possono essere recuperati come materia, evitando il ricorso alla discarica. Sono, inoltre, un elemento essenziale nella filiera del trattamento finalizzato al riciclo, perché ne recuperano gli scarti inevitabili. Per tutte queste ragioni il contributo dei Waste-to-Energy alla riduzione delle emissioni di gas serra – come dettagliato *infra* – è e sarà rilevante. Si propone pertanto di inserire in questa sezione la termovalorizzazione con recupero termico destinato ad applicazioni industriali, chiarendo che col termine "waste heat" si include anche il calore generato dalla combustione di rifiuti non recuperabili come materia.

ATTIVITA' WATER

5.1. Construction, extension and operation of water collection, treatment and supply systems

Con riferimento ai criteri "Substantial contribution to climate change mitigation", occorre tener presente che il consumo di energia dei sistemi di acquedotto rappresenta un criterio fortemente influenzato da molteplici fattori: fonte di prelievo (acque sotterranee, superficiali e marine), idrogeologia, topografia, geologia, dimensione degli impianti, qualità dell'acqua da potabilizzare, orografia, ecc. Per poter incentivare gli investimenti sulle reti acquedottistiche, quindi, occorre fissare, a livello europeo, criteri in grado di tenere in debita considerazione le realtà specifiche nei diversi territori.

Ad esempio, in Italia, i dati riferiti a quasi 50 dei principali gestori idrici, compresi i migliori performer, mostrano che il consumo di energia per le reti idriche è di circa 0,5 KWh per ogni m³



immesso in rete, che è decisamente superiore al valore di 0,5 kWh per m³ fatturato/non fatturato autorizzato indicato nell'atto delegato. Inoltre, il valore mostra una variabilità superiore al 100% in base alla densità della rete.

Molto peggiore è invece la situazione delle reti idriche gestite direttamente dai Comuni piuttosto che dagli operatori industriali, soprattutto nel Mezzogiorno. È evidente che la mancanza di gradualità nell'approccio adottato ostacolerà il processo di industrializzazione del settore idrico, poiché gli operatori esperti sarebbero scoraggiati a prendere in carico le vecchie reti dei Comuni. Questo meccanismo aumenterebbe quindi le disparità piuttosto che contribuire a colmare il divario.

È altresì ovvio che il consumo energetico non è un giusto criterio di confronto e non dovrebbe essere utilizzato per decidere se un progetto è rispettoso o meno dell'ambiente. Anzi, occorre considerare che in realtà l'obiettivo primario e inderogabile dell'intera attività di gestione dei sistemi di acquedotto è quello di fornire, a tutti gli utenti, acqua di qualità in quantità sufficiente ai bisogni di imprese e persone.

In ogni caso, laddove si adottino criteri basati sull'energia consumata, il calcolo non può essere basato sull'acqua erogata, ma deve essere basato sull'acqua prelevata. Diversamente, reti che, per caratteristiche orografiche, scontano perdite maggiori, sarebbero pesantemente - e ingiustamente - penalizzate. Inoltre, il calcolo dovrebbe essere fatto al netto dell'energia autoprodotta.

Relativamente al tema della riduzione delle perdite, inoltre, riteniamo che non sia accettabile né giuridicamente corretto fare riferimento solo all'ILI (Infrastructure Leakage Index). Questo anche in considerazione del fatto che – ai sensi della nuova direttiva acque potabili, appena approvata – nei prossimi anni la Commissione e gli Stati Membri saranno chiamati a intervenire sul tema attraverso l'introduzione di misure e obiettivi di riduzione. In tale contesto, i Co-legislatori non hanno individuato un unico criterio di valutazione delle perdite. Per questo, non è possibile approvare l'ILI come unico metodo, anche perché, al pari di altri indici, presenta vantaggi e svantaggi.

Per essere definito con precisione, infatti, l'ILI richiede la conoscenza di molti dati. Le perdite reali, ad esempio, sono spesso stimate e sostituite da volumi non fatturati, poiché questi ultimi sono più facili da definire. Ciò a sua volta ingrandisce il valore reale e, come tale, aumenta artificialmente l'ILI stimato.

L'indicatore ILI, inoltre, non offre un confronto uniforme dei risultati di tutti i paesi. Ad esempio, si evidenzia che la maggior parte degli Stati membri ha reti ad alta pressione (fino a 10 bar) e alcuni hanno reti a bassa pressione (2,5-3 bar). Poiché l'ILI è molto sensibile alla pressione di rete, la sua applicazione indistinta per tutti i paesi determinerebbe confronti non uniformi e iniqui. Infatti, pressioni più elevate significano maggiori perdite e maggiori perdite inevitabili. Ma la relazione delle perdite con la pressione non è lineare. Il problema principale è ridurre al minimo le perdite di acqua ed energia, non gli indicatori.

È necessario, quindi, che parallelamente al recepimento e all'attuazione della direttiva acqua potabile venga adottato – nell'ambito della Tassonomia – un "approccio caso per caso". In



particolare, in luogo dell'ILI potrebbero essere presi in considerazione anche altri indicatori sviluppati dall'International Water Association (IWA), come ad esempio le perdite per Km di rete, più pratiche e più uniformi ai fini del confronto (e maggiormente in linea con i criteri adottati dal regolatore italiano di settore – cfr. infra).

5.2. Renewal of water collection, treatment and supply systems

Relativamente agli obiettivi di riduzione dei consumi, è evidente che, nonostante sia possibile ridurre significativamente il consumo di energia dei sistemi acquedottistici attraverso l'uso di nuove tecnologie, un target di riduzione del 20% è assolutamente irrealistico. Sarebbe opportuno introdurre un criterio di riduzione progressivo, collegato alla corretta individuazione del perimetro delle infrastrutture a cui applicare gli indicatori energetici.

Inoltre, nella definizione dei criteri, si deve tener conto dell'attuale livello di consumo energetico del sistema: più alta è l'efficienza delle infrastrutture, più difficile è compiere ulteriori progressi. Si dovrebbe anche prendere in considerazione la fonte di energia utilizzata e se viene impiegata energia green/rinnovabile.

Si consideri, inoltre, che i rigorosi parametri di qualità dell'acqua destinata al consumo umano introdotti dalla direttiva acqua potabile (per contrastare sostanze come PFAS, ad esempio) condurranno inevitabilmente ad un incremento del consumo di energia: in tal senso, occorre dare priorità alla qualità dell'acqua fornita – e ai connessi investimenti – piuttosto che a vincoli e limitazioni nei consumi energetici.

Anche rispetto agli obiettivi connessi alle perdite, la riduzione del 20% appare irragionevole e sostanzialmente irraggiungibile. Inoltre, l'individuazione di uno standard unico e uniforme non consente di valorizzare adeguatamente gli interventi di efficientamento già messi in campo negli ultimi anni da numerosi operatori. È evidente l'esigenza di adottare criteri più flessibili per il rinnovo delle infrastrutture.

Occorre altresì definire soglie di riduzione delle perdite diversificate per le reti esistenti e per quelle nuove, nonché un periodo di transizione adeguato. Inoltre, in tale contesto, la questione della dimensione è predominante. Appare difficile immaginare un singolo progetto di rinnovamento capace di ridurre le perdite del 20%, a meno che non si tratti di un colossale progetto infrastrutturale.

In ogni caso, come spiegato al paragrafo 5.1., l'ILI non è un indicatore idoneo. Non a caso, gli indici utilizzati in Italia dal Regolatore Nazionale (ARERA) per quantificare le dispersioni idriche non fanno riferimento all'ILI ma si basano invece su due grandezze: M1a - perdita in mc/giorno per Km di rete - e M1b - rapporto % fra perdite e volume immesso in rete. I valori medi riferiti all'intero territorio nazionale valgono rispettivamente 23,1 m³/km/gg e 42,4%. Anche in questo caso vi sono forti differenze territoriali, ad esempio per M1a nel Nord-Est si registra un valore di 14,4 m³/km/gg che sale a 38,8 m³/km/gg nel Sud e Isole. Per M1b si rileva invece 32,2 % nel Nord-Ovest che sale al 51,3 % nel Sud e Isole.



5.3. Construction, extension and operation of waste water collection and treatment

L'obiettivo di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue con consumi netti di energia pari a zero appare certamente affascinante, ma difficilmente raggiungibile. L'uso dell'energia all'interno dei sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue dipende dal clima e dalla topografia (i terreni pianeggianti, ad esempio, richiedono più stazioni di pompaggio). Pertanto, il consumo annuo di energia può essere influenzato in modo sostanziale dal clima locale o da condizioni che possono differire in modo significativo all'interno del medesimo Stato.

Inoltre, la principale fonte di autoproduzione di energia da un impianto di trattamento delle acque reflue è sì rappresentata dalla digestione dei sottoprodotti (fanghi), ma la produzione di biogas dai fanghi dipende dal suo contenuto di sostanze organiche. Quest'ultimo dipende direttamente dal processo di trattamento esistente (ad esempio, gli impianti con rimozione dei nutrienti producono fanghi con un carico di carbonio inferiore). Peraltro, numerosi impianti di trattamento delle acque reflue in Europa non dispongono di sedimentatori primari e/o digestori. Per questi impianti, il raggiungimento di un obiettivo di "consumo energetico zero" non è realizzabile senza una completa riprogettazione dell'impianto.

A titolo di esempio, si segnala che in Italia i consumi energetici dei depuratori di quasi 50 dei principali operatori, mostrano un valore medio di consumo pari a circa 0,3 KWh per ogni metro cubo di acque reflue trattate, o 37 KWh per ogni abitante equivalente collegato, con una forte differenza tra Nord e Sud. Considerando che la necessità di nuovi impianti di depurazione, in Italia, interessa principalmente le regioni meridionali, temiamo che l'approccio "energia zero" impedisca la realizzazione di depuratori, necessari per superare le procedure di infrazione dell'UE.

Per questo motivo, sarebbe opportuno sostituire il criterio del "consumo energetico zero" con obiettivi di consumo ragionevoli e adatti al contesto.

Inoltre, riteniamo che l'indicatore kWh per metro cubo di acqua reflua trattata sia concettualmente sbagliato, in quanto non rappresenta adeguatamente la complessità del settore. Sugeriamo di utilizzare altri indici, come ad esempio il consumo di energia in kWh per abitante equivalente servito.

Con riferimento al criterio che impone una valutazione delle emissioni di gas climalteranti provenienti da reti fognarie e impianti di trattamento, ricordiamo che un calcolo attendibile dei gas serra connessi alle attività di fognatura e depurazione sarebbe estremamente complesso e di scarsa utilità (soprattutto in considerazione della limitata rilevanza di tali emissioni).

5.4. Renewal of waste water collection and treatment



Come noto, il consumo energetico degli impianti di trattamento delle acque reflue è relativamente elevato e a breve termine non sono immaginabili interventi economicamente sostenibili per ottenere grandi riduzioni. Certamente esistono alcune opzioni per rendere il consumo di energia più sostenibile, come ad esempio l'uso di energie rinnovabili come il biogas e l'energia eolica o solare. In tal senso, anche l'uso di fonti fossili meno impattanti (ad esempio il gas naturale), almeno nel transitorio, può contribuire. Inoltre, una razionalizzazione degli impianti di depurazione può aiutare, in quanto sistemi centralizzati di depurazione consentono – rispetto a piccoli impianti diffusi – di sfruttare le economie di scala e di utilizzare tutta una serie di strategie e di tecnologie non applicabili ad impianti di piccole dimensioni.

In ogni caso, non è possibile stimare un generale risparmio energetico del sistema fognario-depurativo, in quanto le variabili che possono incidere al riguardo sono troppe: dalle pendenze della fognatura (e conseguente sollevamento dei reflui) alla concentrazione del carico inquinante del refluo in ingresso all'impianto, fino al livello di efficienza dell'impianto. Sono tutti elementi che determinano il margine di risparmio energetico teoricamente conseguibile. Peraltro, la quantificazione delle emissioni di gas serra dalle acque reflue, come spiegato anche sopra, risulta particolarmente complessa, trattandosi di emissioni diffuse la cui quantità è difficilmente rilevabile lungo l'intera rete.

In sostanza, su questo tema occorre necessariamente adottare un approccio progressivo, teso a promuovere la creazione di impianti di trattamento “neutri” da un punto di vista climatico. Solo in questo modo il settore sarebbe stimolato ad intervenire. In caso contrario, il rischio è quello di escludere da meccanismi di finanza sostenibile gli investimenti su fognature e depuratori, anche in considerazione del fatto che nei prossimi anni, la revisione delle direttive settoriali e le nuove conoscenze inerenti gli inquinanti emergenti condurranno all'introduzione di limiti più stringenti alle emissioni, in conseguenza dei quali è facile ipotizzare un incremento significativo dei consumi negli impianti.

Anche in questo caso, inoltre, l'indicatore kWh per metro cubo di acqua reflua trattata è concettualmente sbagliato, in quanto non capace di rappresentare adeguatamente la complessità del settore. Sugeriamo di utilizzare come indicatore di prestazione il consumo di energia in kWh per abitante equivalente servito.

Con riferimento al criterio che impone una valutazione delle emissioni di gas climalteranti provenienti da reti fognarie e impianti di trattamento, infine, ricordiamo che un calcolo attendibile dei gas serra connessi alle attività di fognatura e depurazione è estremamente complesso e di scarsa utilità (soprattutto in considerazione della limitata rilevanza di tali emissioni).



La digestione anaerobica dei fanghi, oltre ad essere un importante processo della linea fanghi, consente la produzione di biogas, che, opportunamente trattato, costituisce una fonte energetica importante, da usare direttamente per soddisfare i fabbisogni energetici dell'impianto oppure, previo upgrading a biometano, da immettere nella rete del gas naturale o da usare come carburante per i veicoli o, infine, da usare come materia prima per l'industria chimica. Premesso che le perdite di metano dalla digestione anaerobica non sono apprezzabili, un eventuale monitoraggio sarebbe difficile da realizzare, trattandosi di emissioni a bassissima intensità molto diffuse. Il calcolo verrebbe quindi a basarsi solo su stime.

ATTIVITA' WASTE

3.6. Manufacture of cement

Con riferimento al criterio "Do not significant harm - Pollution prevention and control", l'affermazione secondo cui "per la produzione di cemento che utilizza rifiuti pericolosi come combustibili alternativi, sono adottate misure per garantire la manipolazione sicura dei rifiuti" non appare chiara. Tutti i rifiuti, infatti, devono essere gestiti secondo le vigenti norme di legge, indipendente dalla loro natura. Un riferimento a "misure" è troppo generico e non può essere utilizzato per escludere effetti significativi rispetto all'obiettivo di prevenire e controllare le emissioni climalteranti. Se nella produzione di cemento vengono utilizzati rifiuti, come criterio per valutare le misure di prevenzione e controllo dell'inquinamento devono essere prese in considerazione le BREF Waste Incineration, che contengono gli standard ambientali più aggiornati e corretti sia per l'incenerimento sia per il co-incenerimento. Con tale riferimento si escluderebbero impatti significativi dell'attività rispetto alla prevenzione e al controllo dell'inquinamento e si garantirebbe un trattamento identico rispetto agli altri processi di incenerimento.

3.16. Manufacture of plastics in primary form

Il criterio (b), relativo alla produzione di plastica attraverso riciclaggio chimico, non è definito in maniera tale da dare prove concrete di una sua efficacia nel contributo alla mitigazione climatica. Il confronto tra ciclo di vita della plastica ottenuta dal riciclo chimico dei rifiuti in plastica e ciclo della plastica che deriva da fonti fossili è ancora controverso: il contributo del riciclaggio chimico al bilancio di gas serra viene ritenuto automaticamente migliore rispetto a quello della plastica che deriva da fonti fossili. Tuttavia, il riciclaggio chimico della plastica è in primis un processo di trattamento dei rifiuti, più che un processo produttivo, e quindi dovrebbe essere confrontato con gli altri processi di gestione dei rifiuti come il riciclo meccanico, il recupero energetico e/o lo smaltimento.

Per tali ragioni, al fine di dimostrare un sostanziale e positivo contributo al bilancio di gas serra, le emissioni derivanti dal riciclo chimico della plastica devono essere allineate a quelle del riciclo



meccanico o devono essere almeno migliori di quelle del recupero termico, per rispettare la gerarchia dei rifiuti. Ciò vale anche per il criterio “(c) derivato totalmente o parzialmente da materie prime rinnovabili”: il confronto deve essere fatto con altri utilizzi e trattamenti per la componente rinnovabile e non essere condotto con la componente fossile.

Diversamente dal riciclo meccanico, il riciclo chimico della plastica non produce materiali in uscita ma monomeri, che possono essere usati come materia prima seconda o carburante. Ciò significa che nel processo produttivo non è nota la quantità di materia prima seconda da riciclaggio chimico e quella da fonte fossile. Per un confronto oggettivo con il riciclo meccanico, il criterio in oggetto va integrato con un sistema di calcolo trasparente (Decisione di esecuzione (UE) 2019/1004 della Commissione, del 7 giugno 2019, che stabilisce le regole per il calcolo, la verifica e la comunicazione dei dati sui rifiuti).

Per tali ragioni proponiamo questa formulazione del criterio (b): "plastic fully manufactured from monomers or polymers resulting from chemical recycling of plastic waste".

Con riferimento al criterio DNSH rispetto alla transizione verso una economia circolare, invece, si segnala che gli investimenti per il riciclaggio chimico sono molto elevati e il materiale trattato in entrata è molto simile a quello del riciclaggio meccanico. Ciò, quindi, potrebbe rappresentare un ostacolo per quest'ultimo. L'alta necessità di approvvigionamento costante di plastica per tali impianti, per ripagare l'investimento effettuato, potrebbe ostacolare gli sforzi delle politiche di prevenzione dei rifiuti.

Per ciò che concerne la prevenzione e il controllo dell'inquinamento, il criterio dovrebbe includere un riferimento alle BREF Waste Treatment, per assicurare un elevato grado di protezione ambientale anche agli impianti di riciclo chimico. Per i processi di pirolisi e gassificazione si dovrebbe far riferimento alle sopra richiamate BREF Waste Incineration.

5.5. Collection and transport of non-hazardous waste in source segregated fractions

Solo una corretta ed efficiente gestione di tutti i flussi può mitigare gli impatti legati alla gestione dei rifiuti. Per questo motivo, è necessario includere tra le attività in grado di contribuire alla mitigazione del cambiamento climatico anche: 1) raccolta differenziata e trasporto dei rifiuti pericolosi; 2) raccolta dei rifiuti indifferenziati residui. Una corretta gestione di questi flussi è complementare a quella dei rifiuti differenziati non pericolosi.

5.7 Anaerobic digestion of bio-waste

Il vincolo assoluto del 90% di biowaste nella composizione della matrice in ingresso degli impianti di trattamento dei rifiuti organici non è supportato da valutazioni tecniche. Questa soglia dovrebbe essere stabilita in base al contesto e alla fattibilità economica, oltre che attraverso valutazioni specifiche rispetto ai possibili mix di matrici in ingresso.



Art. 5.8. Composting of bio-waste

Si propone di integrare, ogni qualvolta sia tecnicamente ed economicamente fattibile, il compostaggio con la digestione anaerobica, al fine di coniugare il recupero di materia con il recupero di energia, migliorando il bilancio energetico dell'impianto, riducendo le emissioni di CO₂ e applicando la gerarchia dei rifiuti definita nella Comunicazione della Commissione Europea COM (2017) 34 final.

5.9. Material recovery from non-hazardous waste

La soglia di almeno il 50% di recupero in peso dovrebbe essere flusso specifica e non generale. Per alcuni flussi, il 50% è una soglia molto bassa e sarebbe un segno di scarso recupero, mentre per altri flussi è un risultato altamente sfidante.

Inoltre, la capacità di recupero di un impianto non dipende solo dalla sua efficienza, ma anche dalla qualità dei rifiuti in ingresso. Infine, il campo di applicazione dovrebbe essere allargato a qualsiasi flusso di rifiuto, compresi quelli pericolosi.

Art.5.10. Landfill gas capture and utilization

La combustione diretta dovrebbe essere considerata come parte dell'attività di cattura e utilizzo del gas di discarica, tenuto conto del suo contributo alla mitigazione del cambiamento climatico. Quando le discariche definitivamente chiuse invecchiano, infatti, la concentrazione di metano nel gas emesso diminuisce in modo significativo, il che rende l'ulteriore utilizzo di quel gas non più economicamente sostenibile. Pertanto, l'unica opzione possibile è bruciarlo. Finché questo processo è in linea con gli standard di emissione pertinenti, dovrebbe essere ammissibile, soprattutto perché il metano incombusto ha un potenziale clima-alterante molto più alto della CO₂ da combustione.

Inoltre, il criterio dovrebbe essere allargato, per la sua importanza nella mitigazione, anche alle discariche aperte dopo l'8 luglio 2020 e alle discariche già attive e ancora in esercizio, limitatamente ai lotti che non ricevono più rifiuti biodegradabili (tali impianti, infatti, emettono biogas da intercettare).

Waste-to-Energy

La mancata inclusione, tra le attività considerate dalla Tassonomia, della valorizzazione del potenziale termico dei rifiuti, il c.d. Waste-to-Energy (WtE), è assolutamente non condivisibile. Anche la Commissione Europea, nella comunicazione COM (2017) 34, ha riconosciuto il "ruolo della termovalorizzazione nell'economia circolare". Il WtE infatti, rappresenta uno strumento complementare all'attività di recupero della materia attraverso il riciclaggio, fungendo da sbocco finale per tutte quelle sostanze indesiderate che contaminano il ciclo dei materiali.



Inoltre, anche nella relazione del gruppo di esperti tecnici (relazione TEG) si afferma che l'incenerimento di rifiuti pericolosi non riciclabili non costituisce un'attività in grado di arrecare un danno significativo agli obiettivi ambientali del Regolamento Taxonomy. Del resto, molti materiali di scarto possono essere smaltiti in sicurezza solo mediante incenerimento (ad es., gli indumenti protettivi contaminati e i rifiuti domestici provenienti da persone infette o in quarantena).

Va anche considerato che, nei territori che oggi presentano un deficit di impianti di termovalorizzazione, sarà più difficile deviare i rifiuti non altrimenti recuperabili dalle discariche. Un'analisi condotta da PwC ha concluso che l'incenerimento dei rifiuti non riciclabili per il recupero energetico è pienamente conforme alla gerarchia dei rifiuti e dovrebbe quindi essere considerato un'attività economica sostenibile dal punto di vista ambientale.

Occorre considerare, infine, che gli impianti di recupero energetico consentono da un lato di limitare l'utilizzo di combustibili fossili per la produzione di energia e calore, mentre dall'altro sono una fonte di materiali importanti, come metalli e aggregati, che in alternativa dovrebbero essere estratti dalla natura, spesso con procedimenti non ecosostenibili.