



CONSIGLIO GRANDE E GENERALE

SEDUTA del 19 maggio 2025

DELIBERA N.27

OGGETTO: Approvazione del Piano Energetico della Repubblica di San Marino PEN 2023-2026 ai sensi dell'articolo 2 della Legge 3 aprile 2014 n.48

IL CONSIGLIO GRANDE E GENERALE
nella seduta del 19 maggio 2025

- sentito il riferimento del Segretario di Stato con delega ai Rapporti con l'A.A.S.S.;
- ai sensi dell'articolo 2 Legge 3 aprile 2014 n.48,

**con Voti Favorevoli 25
approva**

il Piano Energetico della Repubblica di San Marino PEN 2023-2026 che si allega alla presente delibera.

PEN 2023-2026

**RELAZIONE TECNICA:
IV Piano Energetico della
Repubblica di San Marino**



**AUTORITA' DI REGOLAZIONE PER
I SERVIZI PUBBLICI E L'ENERGIA**

Sommario

0. Premessa	5
1. Il PEN e il contesto normativo.....	7
1.1 Cos'è il PEN.....	7
1.2 Obiettivi del Piano Energetico Nazionale della Repubblica di San Marino	8
1.3 Contesto normativo in materia energetica.....	8
1.4 Sintesi normativa emanata a seguito dei diversi PEN.	10
1.5 Il sistema degli incentivi	14
2. I precedenti Piani Energetici Nazionali	16
2.1 PEN1 e PEN2.....	16
2.2 PEN 3, sintesi e risultati raggiunti	16
3. Lo scenario attuale.....	18
3.1 Lo scenario energetico	18
3.1.1 Il trend energetico europeo ed italiano	18
3.1.2 Bilancio energetico della RSM	24
3.1.3 Sviluppo delle FER allo stato attuale.....	25
3.1.4 altre componenti (altri impianti FER, cogenerazione, mobilità elettrica)	32
3.1.5 Il mercato dell'energia	35
3.1.5.1 Il mercato dell'energia - energia elettrica	35
3.1.5.2 Il mercato dell'energia - gas naturale.....	36
3.1.6 I costi di approvvigionamento energetico	39
3.1.6.1 I costi di approvvigionamento - energia elettrica.....	39
3.1.6.2 I costi di approvvigionamento - gas naturale	41
3.2 La domanda di energia.....	44
3.2.1 Consumi gas naturale.....	44
3.2.2 Consumi energia elettrica	46
3.2.3 Consumi idrici.....	48
3.2.4 Consumi pubblica amministrazione.....	50
3.3 Le tariffe energetiche.....	54
3.3.1 Tariffa gas naturale	54
3.3.2 Tariffa energia elettrica.....	56
3.3.3 Tariffa servizio idrico integrato	60
3.3.4 Considerazioni sulle tariffe attuali	61
4. Stima della disponibilità di fonti energetiche rinnovabili nella Repubblica di San Marino	63
4.1 Energia solare.....	63
4.2 Energia eolica	63

4.3	Energia idroelettrica.....	64
4.4	Energia da biomasse	64
5.	Indirizzi energetici della Repubblica di San Marino - Azioni e strategie per il raggiungimento degli obiettivi	65
5.1	Azioni sulla produzione e l'approvvigionamento di energia	65
5.1.1	Eolico	66
5.1.2	Energia geotermica	66
5.1.3	Cogenerazione	67
5.1.4	Biomasse	69
5.1.5	Idroelettrico	70
5.1.6	Fotovoltaico	71
5.1.6.1	Fotovoltaico su edifici privati.....	71
5.1.6.2	Fotovoltaico su edifici e terreni pubblici	72
5.1.6.3	Agrivoltaico	74
5.1.7	Incentivi per la produzione di energia da fonti naturali	75
5.1.7.1	Incentivi tributari	75
5.1.7.2	Tariffa di cessione in rete di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento.....	76
5.1.7.3	Proposta per il ruolo futuro dello scambio speciale sul posto	77
5.1.7.4	Proposta per uno Stato solare	78
5.1.8	Mix energetico dell'energia acquistata.....	85
5.1.9	Progetti esterni in finanziamento	86
5.1.10	Il modello ESCo e una possibile ESCo statale.....	87
5.2	Azioni sul consumo di energia	88
5.2.1	Il sistema della mobilità pubblica.....	88
5.2.2	Mobilità elettrica.....	89
5.2.3	Trasformazione centrali a gasolio	91
5.2.4	Edifici pubblici	93
5.2.4.1	Realizzazione banca dati immobili pubblici – digitalizzazione e sostenibilità per l'efficienza degli edifici e del settore edilizia	93
5.2.4.2	Telecontrollo impianti di riscaldamento pubblici.....	95
5.2.4.3	Trasformazione degli impianti di illuminazione a led.....	96
5.2.5	Edilizia privata	97
5.2.5.1	Indirizzi e misure per il contenimento dei consumi	97
5.2.5.2	Revisione della normativa attuale	99
5.3	Azioni di promozione e coinvolgimento	100
5.3.1	Campagne di informazione	100

5.3.2	Contrasto alla povertà energetica	100
-------	---	-----

0. Premessa

Il quarto Piano Energetico Nazionale della Repubblica di San Marino nasce in un momento storico assolutamente straordinario, in generale, e in particolare per le questioni energetiche.

Al momento in cui iniziava la sua redazione, ci si trovava a due anni di distanza dall'inizio della pandemia mondiale del nuovo coronavirus SARS-CoV-2. Una pandemia che non ha risparmiato nessun paese al mondo, che dopo tre anni è comunque ancora assolutamente presente e non debellata, sebbene con impatto decisamente ridotto. Le conseguenze della pandemia sono state pesantissime, non solo in termini di vite umane o di interventi sanitari ma anche, ovviamente, relativamente all'economia del paese, colpita duramente anche e soprattutto nel turismo. Anche sull'occupazione, che dal 2015 aveva iniziato lentamente a crescere, la Pandemia Covid-19 ha inciso notevolmente, di fatto invertendo la tendenza ed arrestando il trend positivo che il mercato del lavoro stava attraversando.

Nell'estate del 2021, su questo quadro a tinte già fosche, si è innestato un sensibile aumento dei prezzi dell'energia; un fenomeno che ha colpito tutti i paesi dell'area europea. Secondo l'Authority italiana di regolazione per l'energia, l'acqua, i rifiuti (Arera) "il prezzo spot del gas naturale al Ttf (il mercato di riferimento europeo per il gas naturale) è aumentato, da gennaio a dicembre 2021, di quasi il 500%, passando da 21 a 120 euro al Megawattora nei valori medi mensili". Questi aumenti sono poi proseguiti in maniera imponente anche nel 2022.

Le ragioni di questi aumenti sono diverse. Una causa contingente è l'aumento della domanda di metano nel mondo, che ne ha fatto lievitare i prezzi. In quanto fonte energetica fossile ma meno impattante rispetto a petrolio e carbone, questo gas naturale riveste un ruolo estremamente importante per molti Paesi che stanno affrontando la fase iniziale della transizione ecologica. È perciò molto richiesto, in primis dalla Cina. La domanda di gas naturale è aumentata, e molto, anche nei Paesi europei; questo, a fronte di un'offerta limitata, ha causato l'impennarsi dei prezzi. L'offerta è stata limitata, tra le altre cose:

- dalla Francia che ha dovuto chiudere due centrali nucleari e ha sostituito l'energia nucleare con il metano;
- da un anno di produzione di energia eolica non particolarmente proficuo (le carenze sono state tamponate con il ricorso al gas);
- dalla ripartenza dell'economia dopo un anno di pandemia che ha fatto sì che per sostenere i ritmi di produzione l'industria avesse bisogno di grandi quantitativi di energia, ricavata appunto dal metano.

Ovviamente, visto che buona parte dell'energia elettrica europea viene prodotta con centrali alimentate a gas, l'aumento del costo di quest'ultimo si è riflesso anche in un aumento dei costi dell'energia elettrica.

Va sottolineato anche che, sebbene secondo gli esperti, la situazione creatasi sia eccezionale e con la previsione di rientrare nell'arco di mesi, gli stessi esperti avvertono che il costo dell'energia, in futuro, sarà più alto rispetto a come lo abbiamo conosciuto.

Come se tutto ciò non bastasse, a febbraio 2022 la Russia invade l'Ucraina e inizia una devastante guerra nel cuore dell'Europa. Il conflitto, oltre a riportare ulteriori notevoli aumenti dei prezzi del gas e dell'energia, accende il dibattito in Italia e nell'Unione Europea su come liberarsi della dipendenza dal gas russo e come spingere fortemente sull'indipendenza energetica.

In questo contesto, con l’Autorità impegnata, con A.A.S.S. e di concerto con le Istituzioni, a fronteggiare una situazione completamente nuova e che cambiava quasi di momento in momento, si è deciso di fare slittare la pubblicazione del PEN stesso di un anno.

Questo è dunque il PEN 2023-2026 e, in esso, l’obiettivo dell’indipendenza energetica della Repubblica - che è sempre stato indicato nei precedenti PEN come fine generale delle azioni in campo energetico (a volte in maniera in effetti un po’ vaga) - resta fondamentale e acquista forza. Va però perseguito con azioni concrete, realizzabili, e con un percorso a step che vanno definiti, questi sì, come i prossimi obiettivi energetici della Repubblica. È evidente, infatti, e va chiarito subito, che essendo San Marino totalmente dipendente da energia importata, ad eccezione di quella autoprodotta con pannelli fotovoltaici che però per ora arrivano a poco oltre il 5% del fabbisogno totale, riproporre anche in questo PEN l’obiettivo della autonomia energetica della Repubblica, vale solo sul lungo periodo e non come risultato raggiungibile nell’arco temporale, quadriennale, di questo PEN.

In questo documento, oltre alla consueta analisi della situazione energetica della Repubblica, vengono presentate soluzioni, idee, proposte, il più possibile concrete e di relativamente facile messa in opera anche, e soprattutto, partendo da quanto di buono è già stato fatto e che può ovviamente essere migliorato, ma non necessariamente rivoluzionato (vedi ad esempio il sistema di incentivazione di fotovoltaico ed efficientamento energetico).

La strada per l’indipendenza energetica e anche per una Repubblica a emissioni zero è lunga, e non sarà raggiunta nel 2026, ma abbiamo tutti gli strumenti, le competenze e le capacità per continuare ad accompagnare questo percorso e raggiungere tali obiettivi.

Nota:

nel documento le parti di proposta sono evidenziate con una linea laterale

1. Il PEN e il contesto normativo

1.1 Cos'è il PEN

Il Piano Energetico della Repubblica di San Marino (PEN) è lo strumento di riferimento, coordinato con gli altri strumenti di riferimento di pianificazione dello stato, con il quale la Repubblica di San Marino individua gli obiettivi principali e le direttrici di sviluppo e potenziamento del sistema energetico statale per la produzione, il trasporto, il risparmio e la distribuzione di energia.

Il piano delinea, attraverso i dati ed i bilanci energetici, il quadro della situazione energetica nella Repubblica di San Marino, formula previsioni per il quadriennio che va dal 2023 al 2026, fissa obiettivi ed individua i criteri generali relativi agli interventi energetici in funzione di fattori ambientali ed urbanistici.

Il compito di redigere il PEN è affidato all'Autorità per i Servizi Pubblici e l'Energia, dal LEGGE 3 APRILE 2014 N.48, che all'articolo 2, comma 1, recita:

“1. Al fine dell'attuazione della presente legge, le competenze e funzioni attribuite all'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici di cui alla Legge 20 novembre 2001 n.120 sono integrate con le seguenti:

- a) coordinare, d'intesa con la Segreteria di Stato delegata ai Rapporti con l'Azienda Autonoma di Stato per i Servizi Pubblici, ogni 4 anni, a partire dal 2012, il Piano Energetico della Repubblica di San Marino, come definito ai commi 5 e 6;*
- b) inviare al Consiglio Grande e Generale entro il mese di febbraio di ogni anno una relazione sul conseguimento degli obiettivi del Piano Energetico (brevemente PEN) e sulle azioni intraprese con particolare riguardo allo stato di attuazione dei provvedimenti di contenimento dei consumi della PA”.*

La stessa Legge 48/2014, all'articolo 2, commi 5 e 6, definisce il Piano Energetico Nazionale e i suoi contenuti:

“5. Si definisce Piano Energetico lo strumento attraverso il quale l'Autorità analizza i consumi e le emissioni di gas clima alteranti e propone le politiche energetiche.

6. Il Piano Energetico è approvato dal Consiglio Grande e Generale e comprende:

- a) il bilancio energetico sammarinese;*
- b) i bilanci annuali delle emissioni dei gas ad effetto serra redatti secondo le linee guida elaborate dall'ONU all'interno dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change);*
- c) la redazione degli scenari programmatici di domanda/offerta energetica della Repubblica basati sugli obiettivi di cui alle lettere d) ed e) del presente comma;*
- d) l'individuazione degli obiettivi di contenimento dei consumi in edilizia, nell'agricoltura, nel settore industriale e nei trasporti e nei consumi domestici;*
- e) l'individuazione degli obiettivi da perseguire in relazione alla produzione di energia da fonti di energia rinnovabile (FER);*
- f) la relazione sull'andamento dei consumi energetici della Pubblica Amministrazione e sulla gestione degli impianti di proprietà dell'Eccellentissima Camera;*
- g) la quantificazione delle risorse finanziarie da destinare alla realizzazione di interventi per il risparmio energetico e per la realizzazione di impianti, sia pubblici che privati, atti alla produzione di energia da fonti rinnovabili o da cogenerazione in territorio o fuori territorio*

sammarinese.”

1.2 Obiettivi del Piano Energetico Nazionale della Repubblica di San Marino

Attraverso l'analisi dello stato attuale dei consumi energetici sammarinesi il PEN delinea i seguenti obiettivi:

- pianificazione del fabbisogno energetico statale;
- contenimento dei costi relativi all'importazione di energia;
- diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico;
- diffusione e sviluppo sul territorio della produzione energetica da fonti rinnovabili;
- sviluppo e diffusione di tecnologie ad alto rendimento energetico;
- riduzione delle emissioni inquinanti e di gas responsabili delle variazioni climatiche;
- sostituzione, razionalizzazione ed ammodernamento delle infrastrutture e degli impianti;
- riduzione dei consumi energetici finali nei settori dei trasporti, produttivi ed abitativi.

1.3 Contesto normativo in materia energetica

La Repubblica è dotata di un corpo normativo efficace, alla quale fa riferimento un gruppo di tecnici esperti in materia energetica, qualitativamente e quantitativamente adeguato (certificatori e auditor energetici), di servizi ed uffici di riferimento, come lo Sportello Unico per l'Edilizia l'UPAV, Sezione Energia, pienamente operativi. A questo si aggiunge il rilevante e rapidamente crescente successo che, nel corso degli anni, hanno avuto le iniziative di incentivazione degli impianti fotovoltaici, sia di dimensione domestica che di media potenza, conseguendo la graduale riduzione e normalizzazione dell'apporto degli incentivi grazie alla lenta ma costante diffusione nella popolazione della cultura "green".

La Legge n.72/2008 ha ridefinito le competenze e le funzioni dell'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l'Energia, ed è stata seguita da una serie di Decreti Delegati che ne hanno precisato i contenuti attuativi:

- la caratterizzazione climatologica del territorio (D.D. 25 giugno 2009 n.88);
- la cessione in rete di energia elettrica da FER (D.D. 25 giugno 2009 n.89);
- l'istituzione dello Sportello per l'Energia (D.D. 25 giugno 2009 n.91);
- l'istituzione del Conto Energia (D.D. 25 giugno 2009 n.92 poi modificato dal D.D. 6 marzo 2012 n.20);
- la definizione delle classi di prestazione energetica degli edifici (D.D. 17 settembre 2009 n.126);
- l'istituzione del Registro dei Certificatori Energetici e l'organizzazione del Servizio Gestione Procedure Energetiche (GPE) (D.D. 21 settembre 2009 n.127);
- l'incentivazione degli interventi a carattere energetico (D.D. 21 settembre 2009 n.128);
- l'obbligo di Audit energetico per i grandi utilizzatori (D.D. 21 settembre 2009 n.129);
- le norme applicative e di revisione della legge 7 maggio 2008 n. 72 (D.D. 17 luglio 2012 n.84.

Importante anche il Decreto Delegato 21 settembre 2009 n.129 che ha reso obbligatorio l'Audit energetico per le aziende con un fabbisogno energetico complessivo (gas naturale e energia

elettrica) superiore a 200 tep/anno. La Diagnosi energetica o Audit energetico è una procedura di analisi del fabbisogno energetico dell'azienda volta a ridurre i consumi, migliorare l'efficienza di produzione, diminuire le emissioni di gas climalteranti e favorire l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili e assimilate.

La normativa sul risparmio energetico promuove e incentiva l'efficienza energetica degli edifici, anche grazie all'introduzione della diagnosi energetica, ivi compresi gli impianti industriali, conformemente al Piano Energetico Nazionale pluriennale. La spinta sulle fonti di energia rinnovabile (FER) e sull'efficienza energetica passa principalmente attraverso la promozione di fotovoltaico, solare termico, pompe di calore e cogenerazione ad alto rendimento.

A prova dell'alta attenzione delle istituzioni verso le tematiche connesse all'impatto ambientale, nel 2014 il Governo ha adottato la riforma della Legge 7 maggio 2008 n.72 sulla promozione e l'incentivazione dell'efficienza energetica degli edifici e dell'impiego di energie rinnovabili in ambito civile e industriale.

L'attuale normativa, Legge 3 aprile 2014 n.48, fissa i seguenti obiettivi:

- a) ottimizzare le prestazioni energetiche degli edifici, nella logica di un corretto ed equilibrato processo di miglioramento della qualità complessiva dei fabbricati, anche sotto gli aspetti di igiene e benessere ambientale;
- b) promuovere lo sviluppo, la valorizzazione e l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- c) favorire la diversificazione energetica in ambito sia civile che industriale;
- d) disciplinare il mercato elettrico;
- e) incentivare l'adozione di tecnologie efficienti per ridurre i consumi industriali;
- f) stimolare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e l'adozione di tecnologie efficienti per ridurre i consumi industriali;
- g) ridurre i consumi idrici in ambito civile;
- h) limitare le emissioni di gas inquinanti e, in particolare, dei gas ad effetto serra.

Il 24 maggio 2017 è poi entrato in vigore il Decreto Delegato n.51 che modifica il D.D.126/2016 e il D.D. 5/2015 relativo a "Incentivi per l'effettuazione di interventi di riqualificazione energetica ed impiantistica degli edifici esistenti e per l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili o cogenerazione".

Con il Decreto Delegato 25 giugno 2021 n. 116, che modifica il Decreto Delegato 24 maggio 2017 n. 51 ed il Decreto Delegato 24 luglio 2014 n. 120, viene aggiornata la normativa sammarinese ai vigenti requisiti prestazionali italiani, introducendo, in particolare, norme volte ad incentivare la produzione di energie da fonti rinnovabili e l'utilizzo di materiali edili ed impiantistici più performanti, con particolare attenzione alle nuove tecnologie sempre più utilizzate.

Il Decreto Delegato è orientato a riorganizzare gli incentivi, potenziando l'incentivo per mezzo di detrazione d'imposta al fine di consentire più interventi spot in una Unità Immobiliare che per motivi tecnici od economici non riuscirebbe a rientrare nelle altre tipologie d'incentivo fondate sul raggiungimento dei requisiti imposti e riscontrabili con la certificazione energetica (Fondo Perduto, Ecobonus, Contributo Conto interessi...).

Le modifiche principali apportate al Decreto Delegato 24 luglio 2014 n. 120, riguardano l'eliminazione del limite dei 6 kW per gli impianti fotovoltaici installati a "distanza" da parte di persone fisiche e persone fisiche operatore economico e delle società energetiche beneficianti del regime speciale di scambio sul posto. Tale correttivo permette ora di valorizzare ancor di più il

meccanismo dello "scambio sul posto" ed in particolare di quello a "distanza", meccanismo che solo la Repubblica di San Marino può vantare in risposta a coloro che pur avendo un'attenzione verso le tematiche "sostenibili" per qualche motivo sono impossibilitati ad installare un impianto fotovoltaico presso la propria abitazione od attività (condomini, Centro Storico); di fatto tale correttivo permette di poter installare un impianto fotovoltaico a distanza della potenza idoneamente calibrata alle reali esigenze della propria utenza, tenendo conto delle mutate esigenze quali la mobilità sostenibile oltre alla possibilità di beneficiare così come precedentemente citato della detrazione fiscale; tale principio permette il perseguimento delle politiche "Green" a tutte le attività con particolare attenzione a quelle sino ad ora penalizzate in quanto situate in aree come il Centro Storico.

Si riorganizzano altresì le cumulabilità degli incentivi aggiornandoli in virtù delle integrazioni apportate con l'ecobonus in edilizia, introdotto con la Legge Finanziaria 2021 (L. 207/2021), analogamente a quanto già in vigore oltre confine, seppur rimodulato e con l'impegno di ottimizzarlo e renderlo più appetibile.

Chi realizza interventi di riqualificazione energetica degli edifici per il conseguimento della classe A+, può beneficiare di detrazioni fiscali pari al 110% delle spese sostenute, fino ad un massimo di 100.000,00 euro. La percentuale scende all'80% e fino ad un massimo di 60.000,00 euro per chi raggiunge la classe energetica B e al 60%, fino a 40.000,00 euro per la classe C. È previsto anche il bonus per la riduzione del rischio sismico: da un massimo del 110% ad un minimo dell'80% delle spese sostenute, in base alla qualità dell'intervento. A sostegno del mercato immobiliare generale nel 2021 anche la riduzione al 2,5% della tassa di registro per le compravendite. Sul fronte della sostenibilità ambientale sono stati potenziati gli incentivi per auto ad idrogeno ed elettriche ed introdotti quelli per le biciclette elettriche a pedalata assistita.

La Legge finanziaria 2022 (L. 148/2022) potenzia il contributo in conto interessi in favore di imprese al fine di favorire interventi aziendali virtuosi a seguito dell'elaborazione di diagnosi energetica.

Tale impianto normativo apre la strada a future iniziative ed attività imprenditoriali connesse alla Green Economy, tematiche che sono state sempre sostenute dalle istituzioni sammarinesi.

Le Leggi di Bilancio dal 2010 al 2016, approvate dal Consiglio Grande e Generale, hanno tutte confermato lo stanziamento di importanti somme di denaro per coprire gli impegni finanziari conseguenti alle politiche di promozione ed incentivazione energetica.

L'attuale apparato normativo, seppure mantenga degli obiettivi ancora condivisibili, necessita di una revisione e di un aggiornamento, meglio esplicitata nei capitoli successivi.

1.4 Sintesi normativa emanata a seguito dei diversi PEN.

La Repubblica di San Marino antecedentemente all'emanazione del PEN 1 intraprende il percorso dell'incentivazione energetica con l'emanazione di 2 norme che hanno introdotto sgravi dell'aliquota di imposta relativa all'acquisto di materiali finalizzati ad un più attento utilizzo energetico.

- **Legge 18 dicembre 2006 N.135 (art. 46)** → riduzione dell'8% dell'aliquota di imposta relativa all'acquisto di materiali finalizzati ad un più attento utilizzo energetico (conferito mandato al Congresso di Stato di emanare apposito decreto per l'individuazione dei criteri e modalità delle agevolazioni fiscali).

- D.D. 28 dicembre 2007 n.133 → **D.D. 1 febbraio 2008 n.14** (ratifica) (*Risparmio energetico e fonti alternative - interventi per la promozione all'uso di materiali finalizzati ad un più attento utilizzo energetico*):

Art. 1

Al fine di favorire la riduzione dei consumi energetici e la diminuzione delle emissioni di fattori inquinanti, tramite la diffusione sul territorio di prodotti e materiali destinati alla produzione di energia da fonti rinnovabili e alla riduzione dei consumi energetici, è istituita apposita Tabella (allegata al presente decreto), contraddistinta con la lettera "E", da aggiungersi alle tabelle "A", "B", "C" e "D" introdotte con Decreto 2 ottobre 1997 n.108, contenente l'elenco degli articoli finalizzati ad un attento utilizzo energetico. Per gli articoli indicati nella Tabella "E" l'aliquota dell'imposta sulle importazioni è stabilita nella misura del 9%, a decorrere dal 1° gennaio 2008.

Art. 2

Sono abrogate tutte le precedenti disposizioni in contrasto con il presente decreto.

TABELLA "E"

Aliquota 9%

- 1) Pannelli solari fotovoltaici, inverter fotovoltaici, centralina data logger fotovoltaica;
- 2) Pannelli termici solari, accumulo con ingresso circuito solare, centralina di comando solare;
- 3) Cogeneratori con motore endotermico a metano o biomassa;
- 4) Unità di recupero calore per impianto di ventilazione forzata;
- 5) Caldaie a condensazione;
- 6) Contabilizzatori di calore;
- 7) Lucernai tubolari per trasporto passivo luce solare;
- 8) Corpi illuminanti con alimentazione fotovoltaica;
- 9) Materiali isolanti per l'edilizia con conduttività termica inferiore a 0,05 W/mk.

Piano Energetico Nazionale I° (2008-2012)

- **Legge 7 maggio 2008 n. 72** (*Promozione ed incentivazione dell'efficienza energetica degli edifici e dell'impiego di energie rinnovabili in ambito civile e industriale*)
- **Decreti Delegati incentivi** → incentivi FER/riqualificazione energetica:

- **D.D. 25 giugno 2009 n.89** *“Cessione in rete di energia elettrica prodotta da impianti ad energie rinnovabili e assimilabili”* → **introdotto lo scambio sul posto per impianti FER**

- **D.D. 25 giugno 2009 n.92** *“Istituzione Conto Energia”*:

Conto Energia

- **D.D. 21 settembre 2010 n.158** *(Ratifica Decreto Delegato 31 agosto 2010 n. 148) “Disposizioni applicative e modificative della Legge 7 maggio 2008 n. 72 e incentivi per lo sfruttamento di biomasse e per la produzione di energia da fonti di energia rinnovabile nel settore agricolo”, Capo III.*
- **D.D. 6 marzo 2012 n.20** *(Ratifica Decreto Delegato 6 febbraio 2012 n.9) “Modifiche al Decreto Delegato 25 giugno 2009 n. 92 – Il Conto Energia”;*
- **D.D. 17 luglio 2012 n.84** *“Norme applicative e di revisione della Legge 7 maggio 2008 n. 72 e relativi Decreti Delegati di attuazione”, Capo III.*
- **D.D. 25 luglio 2013 n.97** *(Ratifica Decreto Delegato 19 giugno 2013 n.64) “Modifiche alle norme in materia di incentivazione di impianti da fonti energetiche rinnovabili (F.E.R.)”;*
- **D.D. 24 luglio 2014 n.120** *“IV Conto Energia”;*
- **D.D. 25 luglio 2016 n.85** *“Modifiche al decreto delegato 24 luglio 2014 n.120 – IV Conto Energia”*

- **D.D. 21 settembre 2009 n.128** *“Ratifica Decreto Delegato 25 giugno 2009 n. 87 - Incentivi per l’effettuazione di interventi di qualificazione e riqualificazione energetica ed impiantistica e per l’acquisto e l’installazione di impianti che producono energia da fonti rinnovabili o da cogenerazione”;*

D.D. 128/2009 (estratto)

Art.3

(Aliquota agevolata dell’imposta sulle importazioni)

1. L’aliquota agevolata dell’imposta sulle importazioni prevista nella Tabella “E” aggiunta con Decreto Delegato 1 febbraio 2008 n.14 alle tabelle introdotte con Decreto 2 ottobre 1997 n.108 è ridotta, a decorrere dal **1° luglio 2009**, alla misura del **5%**.
2. Omissis...

- **D.D. 17 luglio 2012 n.84** *“Norme applicative e di revisione della Legge 7 maggio 2008 n. 72 e relativi Decreti Delegati di attuazione”, Capo VI.*

Piano Energetico Nazionale II° (2012-2015)

- **Legge 3 aprile 2014 n.48** *(Riforma della Legge 7 maggio 2008 n. 72 – Promozione ed incentivazione dell’efficienza energetica degli edifici e dell’impiego di energie rinnovabili in ambito civile e industriale)*

- **Decreti Delegati incentivi** → incentivi FER/riqualificazione energetica:

- **D.D. 26 gennaio 2015 n.5** (Ratifica Decreto Delegato 10 novembre 2014 n. 187) *“Incentivi per l’effettuazione di interventi di riqualificazione energetica ed impiantistica degli edifici esistenti e per l’installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili o cogenerazione”*.
- **D.D. 30 agosto 2016 n.126** *“Modifiche al Decreto Delegato 26 gennaio 2015 n.5 - Incentivi per l’effettuazione di interventi di riqualificazione energetica ed impiantistica degli edifici esistenti e per l’installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili o cogenerazione”*.
- **D.D. 24 maggio 2017 n.51** (Ratifica Decreto Delegato 30 agosto 2016 n.126) *“Modifiche al decreto delegato 26 gennaio 2015 n.5 - incentivi per l’effettuazione di interventi di riqualificazione energetica ed impiantistica degli edifici esistenti e per l’installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili o cogenerazione”*.

Piano Energetico Nazionale III° (2018-2021)

Tra le priorità assolute del PEN III riguardanti gli incentivi si evidenziano i seguenti punti:

- rinnovare e, se possibile, incrementare le politiche di incentivazione agli interventi di efficientamento energetico degli edifici;
- trasformare il sistema di incentivi a fondo perduto in sistema di detrazioni fiscali sul quinquennio o decennio.

- **Decreti Delegati incentivi** → incentivi FER/riqualificazione energetica:

- **Legge 23 dicembre 2020 n.223** (Bilanci di Previsione dello Stato e degli Enti Pubblici per l’esercizio finanziario 2021 e Bilanci Pluriennali 2021/2023): Capi III e IV
- **D.D. 30 aprile 2021 n.83** (Modifica decreto delegato 24 maggio 2017 n.51 - modifiche al decreto delegato 26 gennaio 2015 n.5 - incentivi per l’effettuazione di interventi di riqualificazione energetica ed impiantistica degli edifici esistenti e per l’installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili o cogenerazione e modifica decreto delegato 24 luglio 2014 n.120 - IV Conto Energia).
- **D.D. 25 giugno 2021 n.116** (Ratifica Decreto Delegato 30 aprile 2021 n. 83) *“Modifica decreto delegato 24 maggio 2017 n.51 - modifiche al decreto delegato 26 gennaio 2015 n.5 - incentivi per l’effettuazione di interventi di riqualificazione energetica ed impiantistica degli edifici esistenti e per l’installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili o cogenerazione e modifica decreto delegato 24 luglio 2014 n.120 - IV Conto Energia”*.

- **Legge 22 dicembre 2021 n.207** (*Bilanci di previsione dello stato e degli enti pubblici per l'esercizio finanziario 2022 e bilanci pluriennali 2022/2024*);
- **Legge 25 ottobre 2022 n.148** (*Il variazione al bilancio di previsione dello stato e degli enti del settore pubblico allargato per l'esercizio finanziario 2022, modifiche alla legge 22 dicembre 2021 n.207 e successive modifiche*).

1.5 Il sistema degli incentivi

Il sistema degli incentivi, previsto nella normativa sammarinese dal Decreto Delegato n.116/2021 che modifica in parte il Decreto Delegato n.51/2017, prevede:

- incentivo in ambito edilizio: nei casi di demolizione e ricostruzione di edifici esistenti inclusi in zona B e BE, (Aree residenziali ad intervento diretto e Aree residenziali sparse ad intervento diretto art. 34-35 Legge n.7/1992 "Piano Regolatore Generale") sono previste deroghe alla Legge n.140/2017 "Testo Unico delle Leggi Urbanistiche ed Edilizie" con obbligo di conseguimento della classe energetica A+. Tali deroghe riguardano il mantenimento di sagoma dell'edificio, volume, area di sedime, altezza e superficie utile e permettono interventi di ampliamento e sopraelevazione e realizzazione di sottotetti abitabili;

- contributo a fondo perduto: previsti per gli interventi di fornitura e posa in opera di materiali per esecuzione di opere di efficientamento energetico dell'edificio esistente. La percentuale del contributo riconosciuto dipende dal conseguimento del requisito energetico prestazionale al termine dei lavori, ed in particolare si prevedono due casistiche quali 40% delle spese fino ad un massimo di complessivi € 18.000,00 e 25% fino ad un massimo di € 15.000,00. Gli interventi previsti sono isolamento termico dell'involucro edilizio, abbattimento dei ponti termici, sostituzione o adeguamento degli infissi, adeguamento, ristrutturazione o sostituzione dell'impianto termico incluso quello per la produzione dell'acqua calda sanitaria. Tra i requisiti richiesti per accedervi occorre che le unità immobiliari siano munite di allibramento catastale aggiornato, o certificazione di avvenuto deposito, essere provviste di impianto di riscaldamento e in caso di impianto a gas metano anche non più attivo. È nota la volontà del governo sammarinese, con tutta probabilità per ragioni strettamente di bilancio, di sostituire tale forma incentivante con quella per mezzo di detrazione di imposta;

- contributo a fondo perduto per impianti FER: è previsto pari al 30% delle spese sostenute, fino ad un massimo di 2.000 € per installazione di impianti di produzione energia elettrica, connessi alla rete A.A.S.S. Il bene sul quale si realizza l'installazione dovrà essere munito di concessione o autorizzazione edilizia o allibramento catastale aggiornato o di certificazione di avvenuto deposito;

- incentivo di carattere edilizio e di carattere economico per edifici oggetto di riqualificazione energetica ed impiantistica sulla base di parametri e punteggi. Per quel che riguarda gli incentivi di carattere economico è previsto uno sgravio del 30% del contributo di concessione per punteggi da 40 a 60, e sino al 50% oltre 60 punti. Mentre gli incentivi di carattere edilizio prevedono scomputo, ai fini del calcolo della superficie utile e delle distanze dai confini e dalle strade, dello spessore della muratura per la parte eccedente i 30 cm e lo spessore dei solai ai fini del calcolo del volume e dell'altezza. Si prevede inoltre la facoltà di aumentare l'altezza delle unità edilizie di 1,80m rispetto agli indici di zona e di realizzare superficie utile non computabile;

- incentivo per mezzo di detrazione di imposta: per una percentuale pari al 70% delle spese sostenute fino ad una spesa massima complessiva di 15.000 € da suddividere in 15 anni con un massimo di 1.000 € per periodo di imposta;

Le unità immobiliari devono essere provviste di autorizzazione o concessione edilizia approvata, oppure allibramento catastale aggiornato o di certificazione di avvenuto deposito. Gli interventi previsti sono sostituzione di serramenti per chiusure trasparenti in volumi riscaldati, cassonetti isolati per avvolgibili, controtelai e isolanti, opere di coibentazione di pareti, coperture e solai esistenti, sostituzione di generatore termico con generatore di calore a condensazione ad aria o ad acqua o con caldaia ibrida, installazione di impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria per usi domestici, installazione di pompe di calore a sostituzione integrale o parziale dell'impianto di climatizzazione invernale esistente, sostituzione di generatore di calore con caldaia a condensazione integrata da pompe di calore dedicata alla sola produzione di acqua calda sanitaria, installazione di impianti fotovoltaici;

- incentivo per l'efficientamento energetico: è prevista la deducibilità delle spese relative alle procedure di rilascio di attestati di prestazione energetica oggetto di attestazione volontaria, oltre alle spese nell'ambito di nuovi interventi per un importo non superiore al 50% delle spese sostenute in ragione dell'indice di prestazione energetica raggiunto al termine dei lavori. È previsto un contributo tra 10.000 € e 20.000 € in ragione dell'indice di prestazione energetica. Vi sono inoltre deducibilità delle spese per interventi di riduzione del consumo di acqua potabile ed interventi che prevedano alimentazione del WC con acque meteoriche, oltre a sistemi di raccolta;

- contributo in conto interessi per interventi di fornitura e posa in opera dei materiali per l'esecuzione di opere di efficientamento energetico dell'edificio esistente stabilito nel 100% del tasso di interesse applicato sul finanziamento erogato dagli istituti di credito convenzionati e concesso sul 60% della spesa prevista fino ad un importo complessivo di spesa pari ad 150.000 €. Per accedere a tale requisito occorre soddisfare il requisito di riduzione del fabbisogno energetico e del consumo di energia primaria invernale maggiore o uguale al 40% con abbattimento dell'indice di prestazione energetica. I beneficiari di tale incentivo sono le imprese aventi i requisiti di cui all'art.4 del DD 93/2003, aziende e cooperative agricole;

- aliquota agevolata dell'imposta sulle importazioni di cui all'art.4 della Legge 22 Dicembre 1972 n.40 s.m.i. per i beni finalizzati ad un attento utilizzo energetico. L'aliquota agevolata del 8% è prevista per pannelli fotovoltaici, pannelli termici solari, cogeneratori con motore endotermico a metano o biomasse, unità di recupero calore, caldaie a condensazione, dispositivi illuminanti LED, materiali isolanti per l'edilizia, serramenti esterni, pompe di calore etc.;

- incentivo per mezzo di detrazione di imposta per l'acquisto di apparecchiature a basso consumo;
- incentivo per mezzo di detrazione di imposta per l'acquisto di apparecchiature per acque destinate ad uso potabile

Oltre a tali incentivi la Legge n.223/220, modificata dalla Legge n.207/2021 ha introdotto Ecobonus per la riqualificazione energetica degli edifici, il Sismabonus per la riduzione del rischio sismico, incentivazione di veicoli a basso impatto ambientale e bici elettriche.

Tali incentivi prevedono il riconoscimento di detrazione di imposta delle spese sostenute in relazione al miglioramento raggiunto.

Come espresso già in precedenza, è volontà del governo sammarinese, anche in ragione dei recenti interventi normativi, di abbandonare la tipologia a fondo perduto, per ragioni strettamente di bilancio, in favore della detrazione di imposta, rendendo al contempo l'iter burocratico/amministrativo più snello rispetto al precedente.

2. I precedenti Piani Energetici Nazionali

2.1 PEN1 e PEN2

Il PEN1 era relativo al quadriennio 2008-2011, mentre il PEN2 copriva il quadriennio 2012-2015. Nel PEN3 sono contenute lunghissime analisi degli obiettivi e dei risultati raggiunti da questi due documenti, a volte anche ridondanti, ascrivendo a questi PEN anche azioni o legiferazioni non direttamente discendenti da essi. In ogni caso, non si ritiene opportuno qui riprendere le analisi di questi documenti, elaborati tra l'altro in un contesto ormai profondamente mutato, per le quali si rimanda appunto alla lettura del PEN3.

2.2 PEN 3, sintesi e risultati raggiunti

Il Terzo Piano Energetico Nazionale individua alcune linee di intervento che considera di primaria importanza per la realizzazione di un'efficace strategia energetica.

Vediamo di seguito punto per punto quanto conseguito nel quadriennio 2018-2021:

- La revisione e aggiornamento dell'apparato legislativo-normativo basato sulla Legge 48/2014 e Decreti Delegati collegati non ha avuto seguito.

- L'introduzione dell'Ecobonus con l'emanazione della Legge 223/2020 e la successiva Legge 207/2021 ha incrementato le politiche di incentivazione agli interventi di efficientamento energetico degli edifici; tuttavia sono le detrazioni fiscali del D.D. 51/2017 e successivo D.D. 116/2021 ad essere maggiormente richieste, ben 281 sono le sostituzioni di caldaie obsolete con caldaie a condensazione di nuova generazione e 195 sono le U.I. oggetto di sostituzione di infissi caratterizzati dalle nuove trasmittanze previste per Legge.

Nessun passo è stato mosso per l'Energia dalle biomasse, né tantomeno sulla cogenerazione, ove così come previsto dalla Legge 48/2014 il PEN 3 fissava come priorità assoluta l'emanazione di un Decreto Delegato rivolto ad incentivare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con particolare riguardo al controllo del corretto dimensionamento in funzione dei carichi elettrici e termici e alla conseguente quantità di energia residua riversabile in rete.

- L'ottimizzazione del sistema di detrazioni fiscali sul quindicennio con l'emanazione del D.D. 116/2021 ha notevolmente incrementato sulle rinnovabili la quota relativa al fotovoltaico, come meglio descritto successivamente.

- L'avvio di un programma di efficientamento energetico generalizzato degli edifici pubblici non si è ancora materializzato ad eccezione di interventi spot come la sostituzione degli infissi in alcune realtà o la sostituzione di obsoleti impianti di riscaldamento con caldaie a condensazione o con la trasformazione di centrali termiche da gasolio a gas metano

- Nel corso del 2019 è terminato il primo step del censimento energetico degli edifici della Pubblica Amministrazione, reso possibile grazie alla collaborazione con l'Università degli Studi della Repubblica San Marino.

- La Legge 223/2020 e la successiva Legge 207/2021 ottimizzano il percorso verso la mobilità sostenibile, in particolar modo verso la mobilità elettrica e plug-in dove al 31 dicembre 2021 le vetture beneficianti dell'esenzione dell'imposta sulle importazioni sono rispettivamente 49 e 67 mentre del tutto fermo è quello relativo alla mobilità a idrogeno; sul fronte biciclette elettriche ben 170 sono quelle beneficianti dell'incentivo tramite accredito sulla SMAC di un importo

corrispondente al 5% - 7% del prezzo di vendita della bici elettrica a pedalata assistita. Si evidenzia che il percorso verso la mobilità elettrica è stato intrapreso già nel 2018 con il progetto E-Way in cui vengono rese disponibili su tutto il territorio della Repubblica 22 colonnine di ricarica per veicoli elettrici e 2 rastrelliere dedicate alla ricarica di biciclette elettriche.

3. Lo scenario attuale

3.1 Lo scenario energetico

3.1.1 Il trend energetico europeo ed italiano

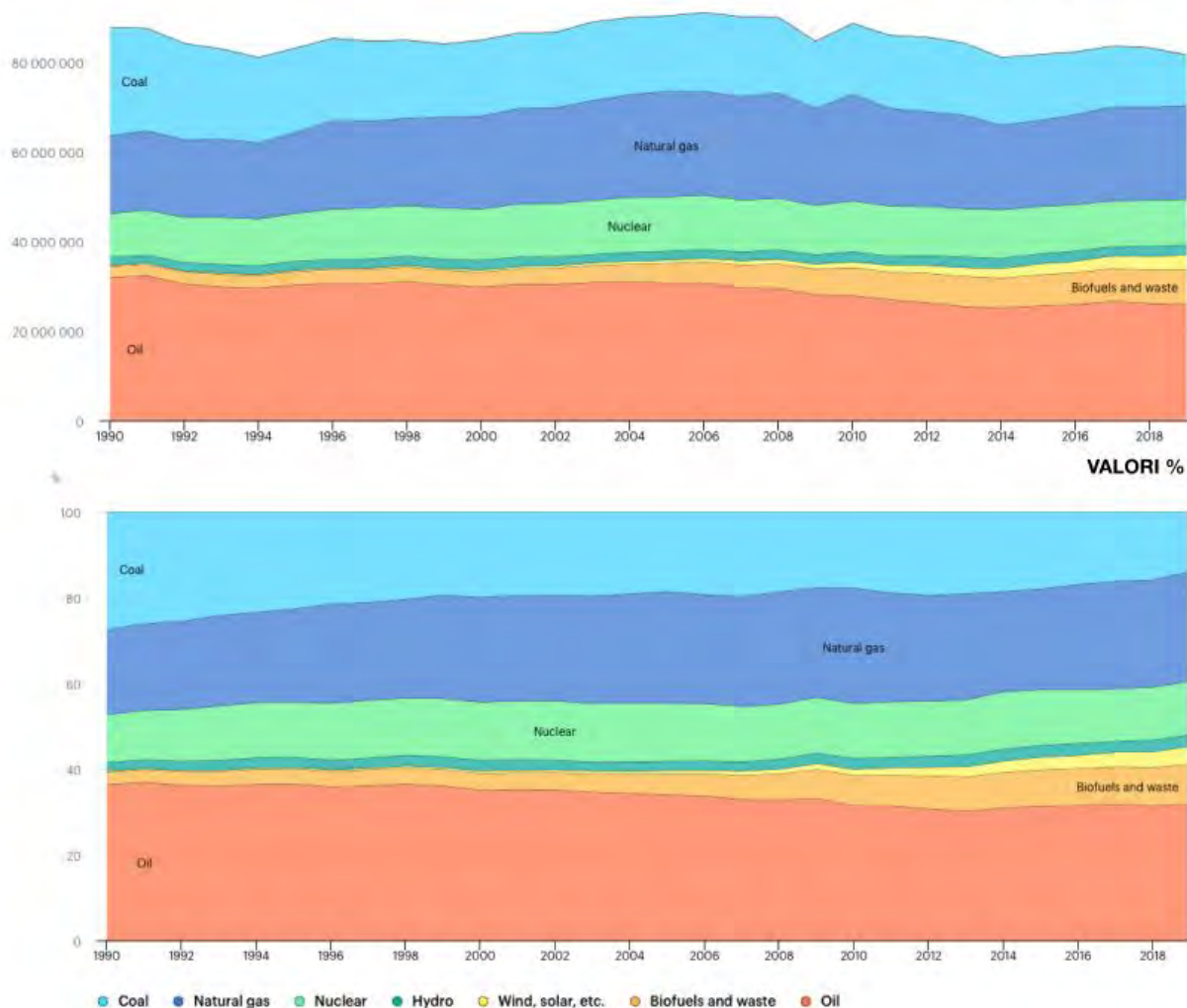
Per poter affrontare con cognizione il tema energetico e per poterne valutare i possibili scenari futuri, è fondamentale affidarsi ad indicatori che permettano una visione d'insieme del panorama energetico nazionale ed internazionale e la sua evoluzione negli ultimi decenni.

Fra tutti si è scelto di rappresentare il TES (total energy supply), dunque l'intera domanda energetica dell'area in oggetto suddivisa per fonti ed il Mix energetico per la produzione dell'energia elettrica. Sono state analizzate l'intera zona Europea e la vicina Italia, come termini di paragone per la Repubblica di San Marino, per la quale i dati in nostro possesso non permettono un'analisi completa della tematica.

Ci si è avvalsi dei dati pubblicati dell'international Energy Agency (IEA), tramite il proprio portale <https://www.iea.org>

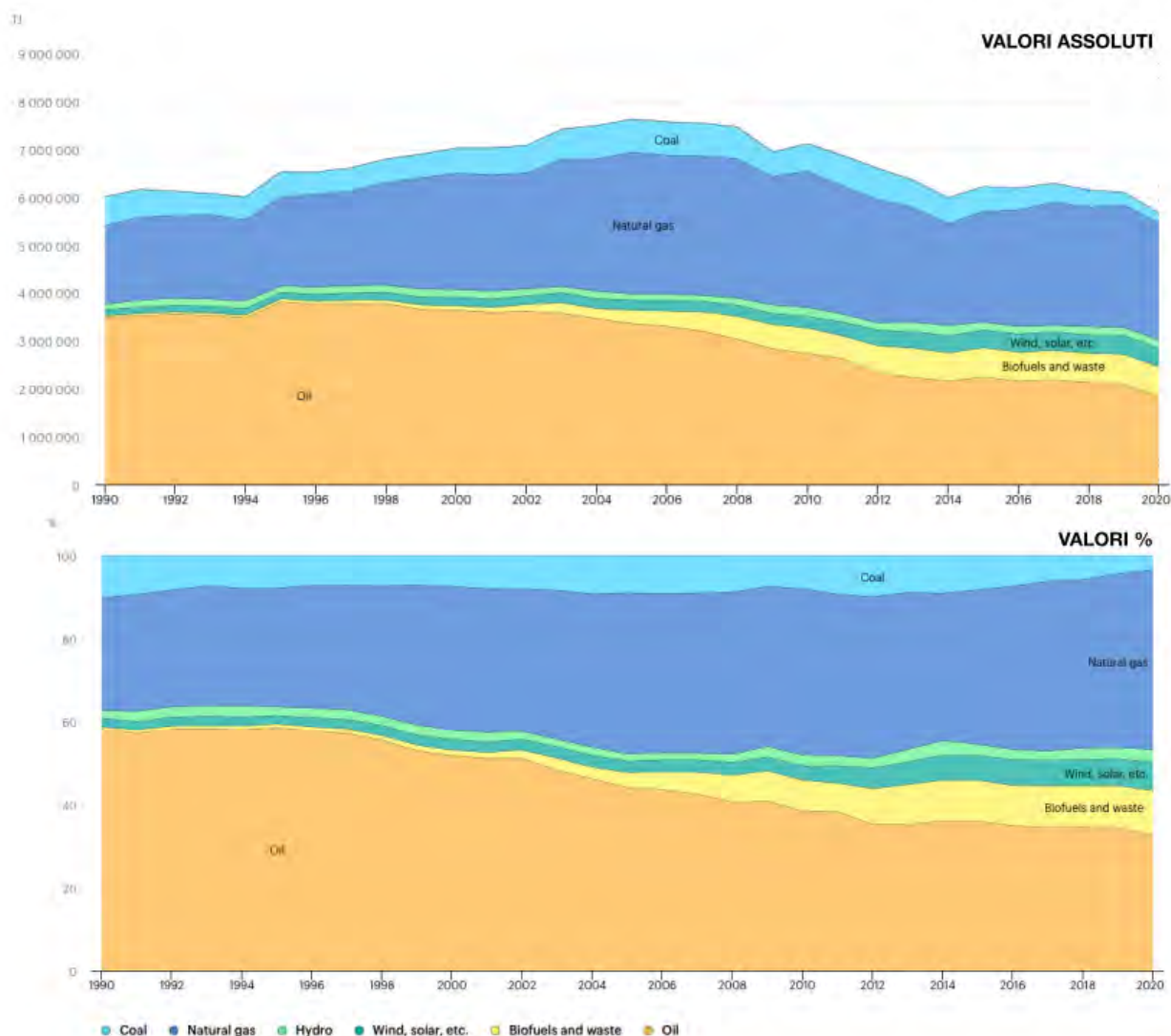
FIGURA 1 - TES (TOTAL ENERGY SUPPLY) – EUROPA

VALORI ASSOLUTI



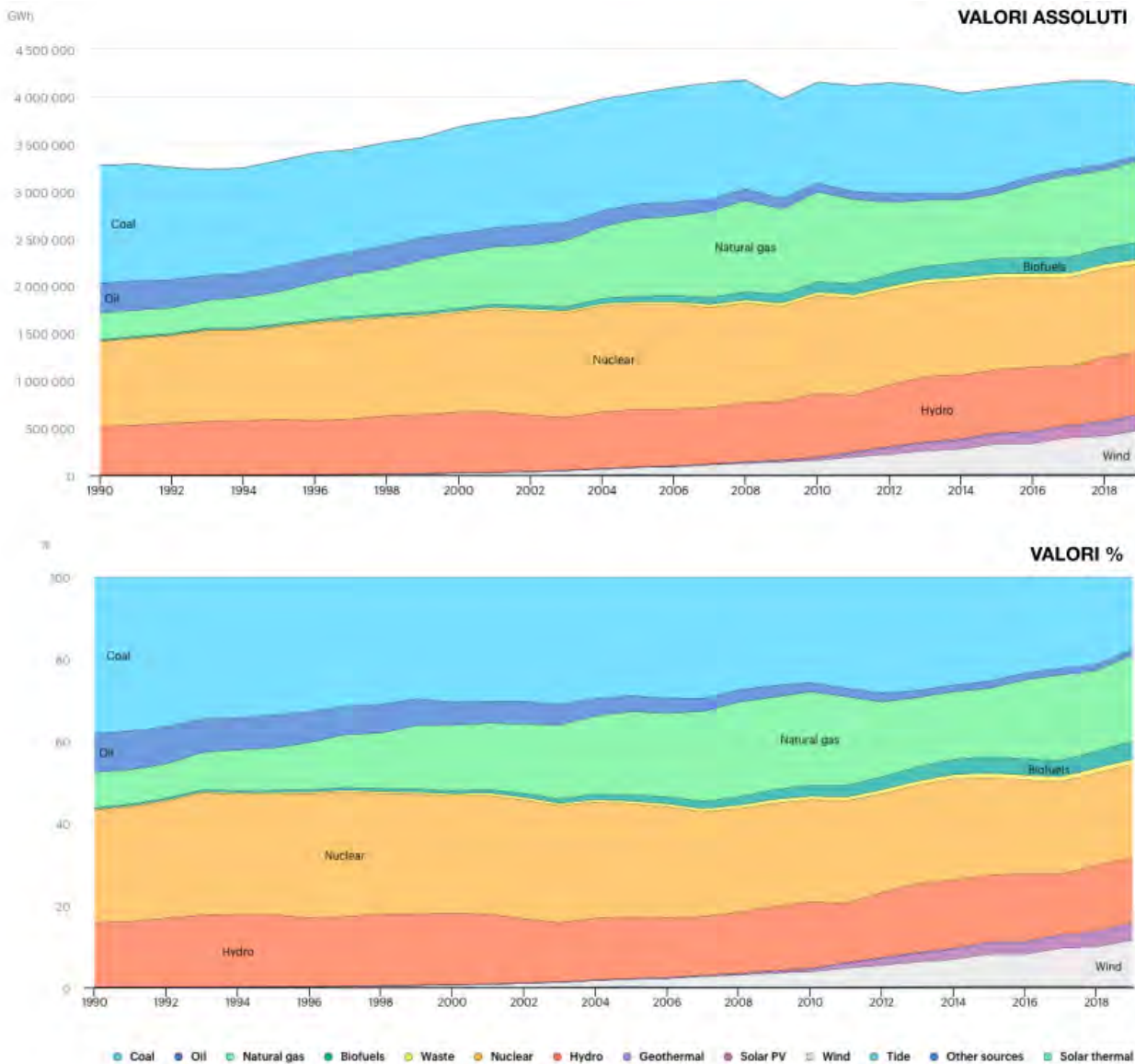
	Coal		Natural gas		Nuclear		Hydro		Wind, solar, etc.		Biofuels and waste		Oil		total	Units
1990	24155553	27,5%	17346559	19,8%	9768029	11,1%	1774688	2,0%	233978	0,3%	2494575	2,8%	31924210	36,4%	87697592	TJ
1995	18834809	26,0%	18063280	24,9%	10654667	14,7%	2006501	2,8%	269667	0,4%	2919827	4,0%	30353204	41,9%	72447288	TJ
2000	16947498	23,1%	20751535	28,3%	11445537	15,6%	2178647	3,0%	446546	0,6%	3334324	4,5%	29772554	40,5%	73431104	TJ
2005	16793044	21,5%	23587524	30,2%	12114495	15,5%	2036969	2,6%	696431	0,9%	4354915	5,6%	30690604	39,3%	78159487	TJ
2010	15779286	20,4%	23888208	30,9%	11267110	14,6%	2306006	3,0%	1269367	1,6%	6243335	8,1%	27861447	36,0%	77347649	TJ
2015	14705949	20,7%	19194880	27,0%	10564594	14,9%	2266540	3,2%	2438786	3,4%	6895024	9,7%	25576068	36,0%	71077247	TJ
2019	11293304	15,8%	20932232	29,3%	10166636	14,2%	2241261	3,1%	3379812	4,7%	7645042	10,7%	25901281	36,3%	71392932	TJ

FIGURA 2 - TES (TOTAL ENERGY SUPPLY) - ITALIA



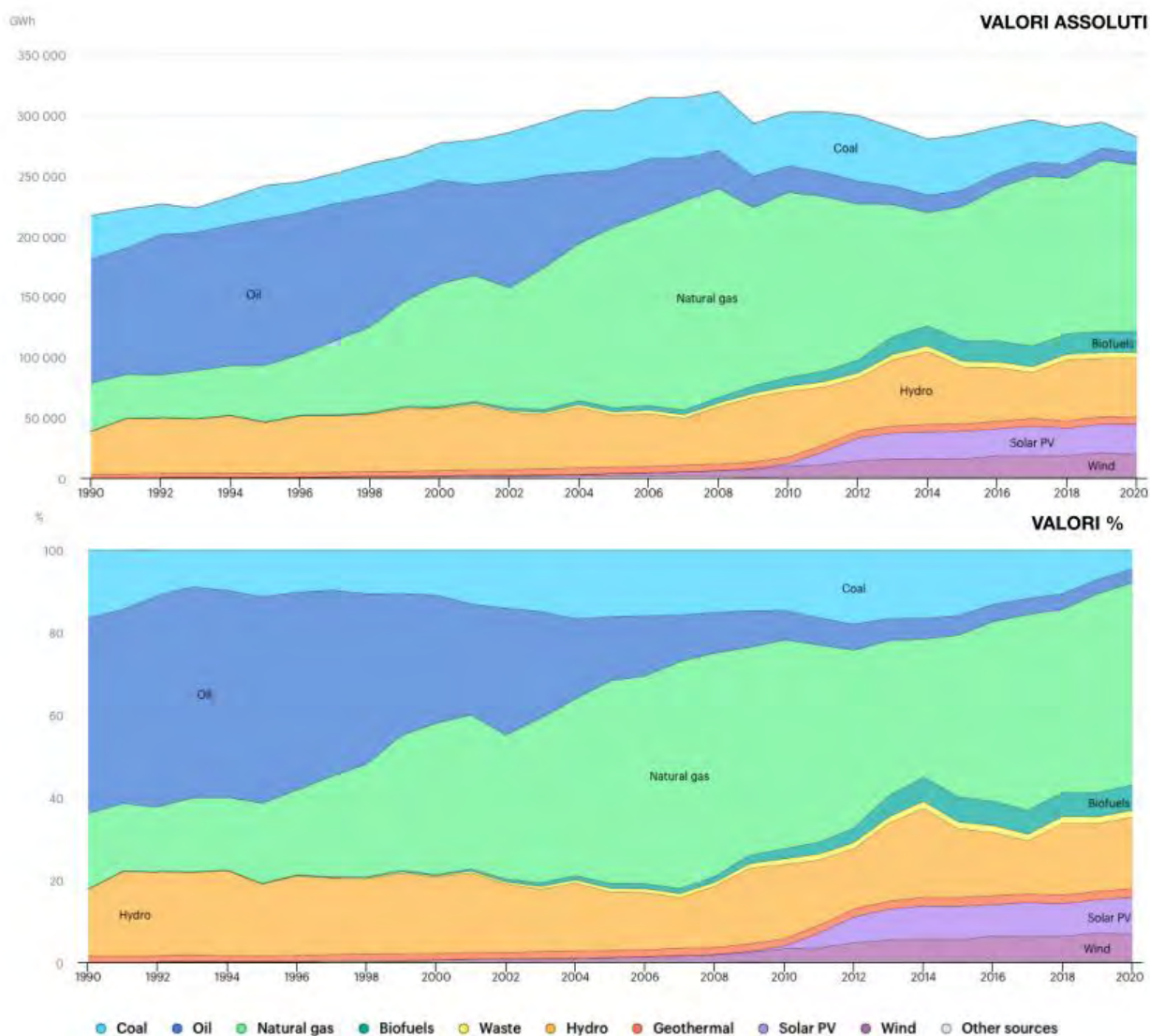
	Coal		Natural gas		Hydro		Wind, solar, etc.		Biofuels and waste		Oil		total	Units
1990	612583	10,2%	1632906	27,2%	113854	1,9%	124616	2,1%	39395	0,7%	3488357	58,0%	6011711	TJ
1995	514070	7,9%	1869504	28,6%	136015	2,1%	132984	2,0%	60977	0,9%	3814628	58,4%	6528178	TJ
2000	525830	7,5%	2425844	34,5%	159118	2,3%	180844	2,6%	94266	1,3%	3636368	51,8%	7022270	TJ
2005	689521	9,0%	2958026	38,8%	129840	1,7%	210291	2,8%	278658	3,7%	3359810	44,1%	7626146	TJ
2010	572498	8,0%	2849396	40,0%	184020	2,6%	245284	3,4%	529698	7,4%	2734150	38,4%	7115046	TJ
2015	514953	8,3%	2315363	37,2%	163934	2,6%	372982	6,0%	611017	9,8%	2242298	36,0%	6220547	TJ
2020	198987	3,5%	2448407	43,3%	167998	3,0%	391291	6,9%	611907	10,8%	1842300	32,5%	5660890	TJ

FIGURA 3 - ELECTRICITY GENERATION BY SOURCE - EUROPA



	Coal	Oil	Natural gas	Biofuels	Waste	Nuclear	Hydro	Geo-thermal	Solar PV	Wind	Tide	Other sources	Solar thermal	Total	Units
1990	38,0%	9,6%	8,6%	0,4%	0,3%	27,3%	16,5%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3274074	GWh
1995	33,6%	8,0%	10,3%	0,5%	0,4%	29,4%	16,5%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	3326109	GWh
2000	30,5%	5,7%	15,9%	0,7%	0,6%	28,5%	16,5%	0,2%	0,0%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	3682244	GWh
2005	28,9%	3,9%	20,3%	1,5%	0,7%	27,5%	16,5%	0,2%	0,0%	1,8%	0,0%	0,3%	0,0%	4035184	GWh
2010	25,7%	2,2%	22,8%	2,6%	0,9%	24,8%	16,5%	0,3%	0,5%	3,7%	0,0%	0,1%	0,0%	4154988	GWh
2015	25,4%	1,7%	16,7%	3,9%	1,1%	23,7%	16,5%	0,4%	2,6%	7,8%	0,0%	0,2%	0,1%	4082074	GWh
2019	17,7%	1,4%	21,0%	4,4%	1,3%	22,6%	16,5%	0,5%	3,7%	11,3%	0,0%	0,2%	0,1%	4112926	GWh

FIGURA 4 - ELECTRICITY GENERATION BY SOURCE - ITALIA



	Coal	Oil	Natural gas	Biofuels	Waste	Hydro	Geo-thermal	Solar PV	Wind	Other	total	Units
1990	16,5%	47,4%	18,3%	0,0%	0,0%	16,2%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	216600	GWh
1995	11,4%	50,0%	19,5%	0,1%	0,1%	17,4%	1,4%	0,0%	0,0%	0,2%	241489	GWh
2000	11,0%	31,0%	36,6%	0,4%	0,3%	18,4%	1,7%	0,0%	0,2%	0,3%	276642	GWh
2005	16,3%	15,5%	49,1%	1,1%	0,9%	14,1%	1,8%	0,0%	0,8%	0,4%	303701	GWh
2010	14,7%	7,2%	50,6%	2,4%	1,4%	18,0%	1,8%	0,6%	3,0%	0,3%	302063	GWh
2015	16,0%	4,7%	39,2%	6,0%	1,7%	16,6%	2,2%	8,1%	5,2%	0,2%	282991	GWh
2020	4,6%	3,5%	48,9%	6,2%	1,7%	17,3%	2,1%	8,9%	6,6%	0,2%	281487	GWh

Analizzando i dati sopra riportati, si può evincere come, sia a livello di TES che di mix energetico per la produzione di energia elettrica, il trend, sia europeo che italiano, sia in generale positivo in termini di impiego progressivo delle energie rinnovabili e di abbandono graduale di fonti energetiche responsabili di emissioni di CO₂.

Parlando di TES (Total Energy Supply), in Europa, c'è stata una diminuzione progressiva dell'utilizzo del carbone (da 27,5% a 15,8%), compensata dal maggior utilizzo di gas naturale (+ 10 punti percentuali in 30 anni) e di energie rinnovabili che oggi coprono, complessivamente, il 18,5% del fabbisogno energetico europeo.

Costante invece l'utilizzo del petrolio e del nucleare.

In Italia, si sottolinea il trend dell'abbandono progressivo del petrolio (dal 58 al 32,5 % del fabbisogno) e del carbone (dal 10 al 3,5 %) e dell'aumento costante dell'apporto da fonti rinnovabili che oggi coprono il 20,7% della richiesta energetica nazionale.

È interessante notare come c'è stato un graduale aumento dell'energia elettrica prodotta nel continente nell'arco degli ultimi 30 anni ed una maggior attenzione alle fonti energetiche utilizzate per la sua produzione.

In Italia oggi il 42,8% dell'energia elettrica prodotta proviene da fonti rinnovabili, fra le quali spiccano l'idroelettrico, il fotovoltaico e l'eolico.

Il 48,9 % dell'energia elettrica italiana viene però prodotta tramite gas naturale, dato che espone l'economia energetica alle fluttuazioni del mercato, visto che oltre il 95% del gas viene acquistato e trasportato dall'esterno.

A livello europeo, la differenza fondamentale è costituita dall'apporto del nucleare, costantemente sopra il 20% della produzione negli ultimi 3 decenni.

3.1.2 Bilancio energetico della RSM

La Repubblica di San Marino dipende totalmente dall'importazione di energia dall'estero; gas, elettricità, combustibili fossili sono acquistati e non sono presenti sul territorio impianti di produzione energetica se si eccettua una ancor modesta produzione di energia elettrica per via fotovoltaica a partire dal 2011. Si può quindi affermare che La Repubblica di San Marino è, ad oggi, quasi esclusivamente un consumatore di energia, in cui L'A.A.S.S. è l'unico ente distributore dei servizi energetici.

Per quel che riguarda il mix energetico per la produzione di energia elettrica, va sottolineato come San Marino si approvvigioni esclusivamente sul mercato elettrico italiano (la riserva di capacità di importazione dalla Francia concessa dallo stato italiano è valorizzata esclusivamente da un punto di vista finanziario).

Il mix energetico di energia elettrica importato da San Marino è il "MIX ENERGETICO COMPLEMENTARE NAZIONALE" dello Stato italiano calcolato come IMPORT ITALIANO - PRODUZIONE RINNOVABILE ITALIANA.

Non può essere utilizzato il "MIX ENERGETICO INIZIALE NAZIONALE" dello Stato italiano poiché San Marino si approvvigiona a mercato e non acquista alcun Certificato Verde o Garanzia d'Origine da produzione di energia rinnovabile.

Dati 2020:

Produzione da fotovoltaico a San Marino: 13GWh + 247GWh da import dall'Italia quindi totale consumato = 260GWh

MIX ENERGETICO NAZIONALE SAN MARINO 2020:

- Fonti rinnovabili (FV): 5%
- Carbone: 10,84%
- Gas Naturale: 73,62%
- Prodotti petroliferi: 0,77%
- Nucleare: 5,20%
- Altre fonti: 4,57%

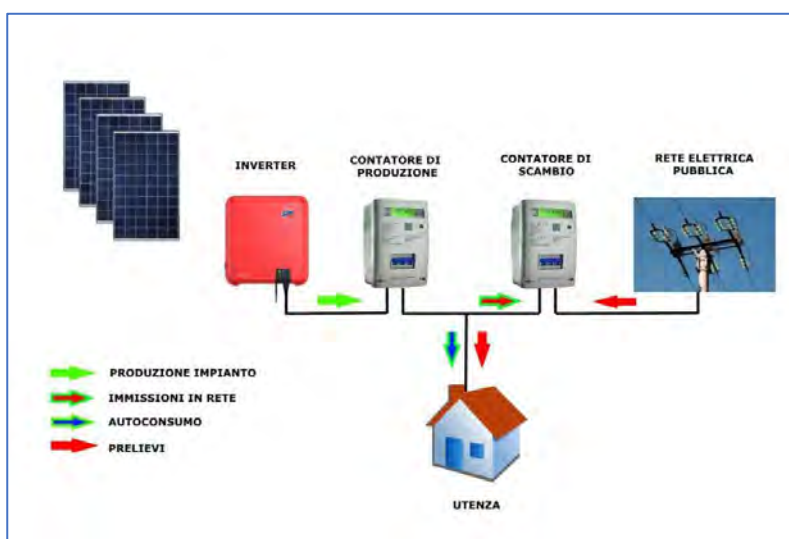
3.1.3 Sviluppo delle FER allo stato attuale

Per quel che riguarda la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, la principale tipologia presente in territorio è quella del fotovoltaico.

Nella Repubblica di San Marino, la produzione di fotovoltaico da parte di privati è favorita da normative specifiche e incentivanti:

- Scambio sul posto (art. 22 Legge 03/04/2014 n. 48 e s.m.i.);
- Scambio sul posto a regime speciale (art. 9 D.D. 24 luglio 2014 n.120 e s.m.i.);
- Cessione dell'energia prodotta (art. 23 Legge 03/04/2014 n. 48 e s.m.i.).

Tali normative si applicano a impianti fino ad un massimo di 6Kwp (impianti monofase), oppure a impianti trifase con max squilibrio tra le fasi di 6Kwp.

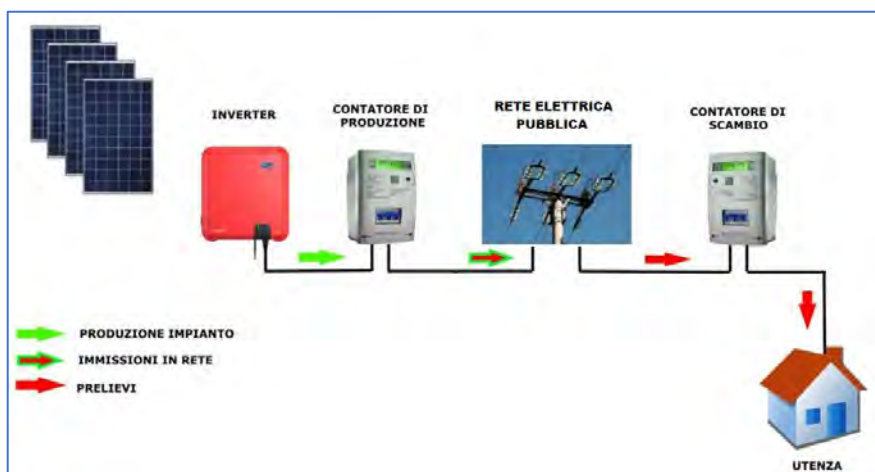


Schema esempio scambio sul posto

Oltre al normale scambio sul posto, allo scopo di promuovere l'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia, è stato istituito un regime speciale di scambio sul posto consistente nella possibilità di operare, su base annuale, il saldo fra la quota di energia immessa in rete e energia prelevata dalla rete; tale regime speciale consente al soggetto di utilizzare altre aree di proprietà oppure il diritto in superficie, non necessariamente all'interno della particella catastale ove avviene il prelievo di energia elettrica, al fine di soddisfare il proprio fabbisogno energetico, immettendo energia in altri punti.

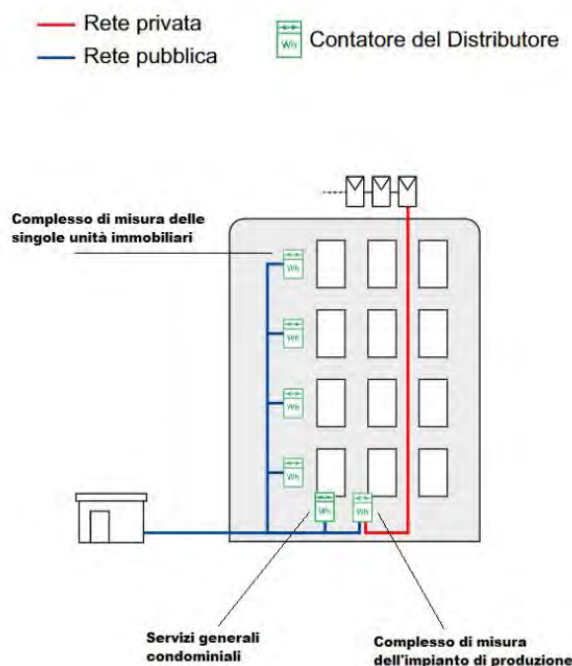
Lo scambio sul posto a regime speciale può essere attuato da:

- persona fisica e persona fisica operatore economico, limitatamente all'installazione di impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 6 kW;
- società energetica costituita esclusivamente da persone fisiche non operatori economici;
- persona giuridica.



Schema esempio scambio sul posto a regime speciale

Attraverso l'art.9 della Legge 148/2022 e s.m.i. viene introdotta una nuova forma di regime speciale di scambio sul posto con l'obiettivo di efficientare il condominio. Pertanto, i condomini, in forza di deliberazione assembleare approvata con un numero di voti che rappresenta la maggioranza degli intervenuti e almeno la metà del valore dell'immobile, possono disporre le innovazioni aventi ad oggetto le opere e gli interventi per la produzione di energie rinnovabili da parte del condominio sul lastrico solare o su altra idonea superficie comune, sulla base della normativa vigente in materia.

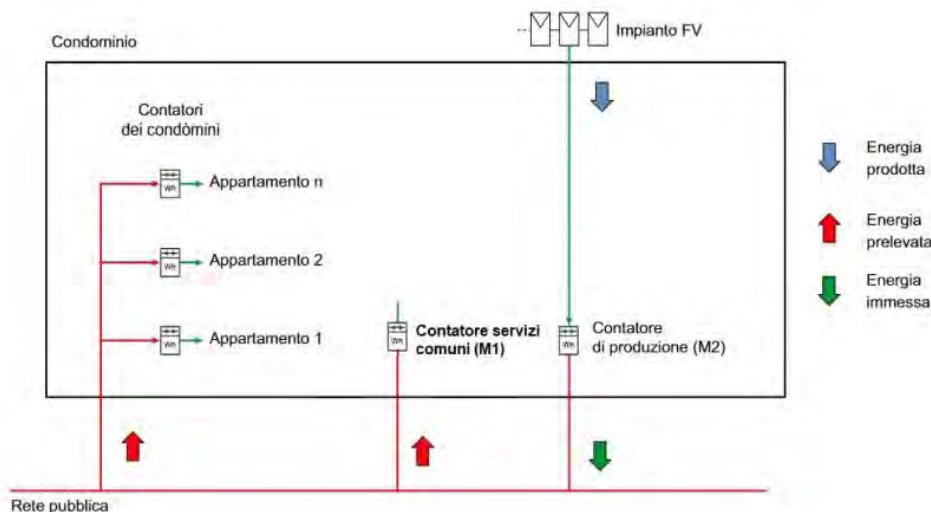


Modalità di collegamento dei complessi di misura per lo scambio sul posto a regime speciale per autoconsumo condominiale

In questa configurazione d'impianto A.A.S.S. contabilizza l'energia prodotta dall'impianto di produzione attraverso il complesso di misura dell'impianto di produzione (vedi figura sopra) e la rimette a disposizione per l'anno solare successivo ripartendola ai vari Punti di Erogazione (PDE), appartenenti al condominio, che hanno partecipato all'investimento.

La quota dell'impianto di produzione associata al PDE rimane vincolata a quest'ultimo; pertanto, non è trasferibile su altri PDE.

Non può entrare a fare parte dello schema di Autoconsumo condominiale il contatore dei servizi generali condominiali.



Schema di principio flussi energetici autoconsumo condominiale

Il regime di cessione dell'energia (E_p) consiste invece nell'acquisizione da parte dell'A.A.S.S. dell'energia elettrica prodotta ad una tariffa (in €/kWh) determinata dall'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l'Energia ed è alternativo al regime di scambio sul posto.

L'Autorità per i Servizi Pubblici e l'Energia, sentito il parere dell'A.A.S.S., definisce nel mese di dicembre di ogni anno, la tariffa di cessione in rete di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento (T_c), espressa in €/kWh, dell'energia elettrica prodotta (E_p) in funzione del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica. La E_c è calcolata per ogni periodo di tariffazione ed è la differenza tra l'energia elettrica prodotta e consumata nel suddetto intervallo temporale.

Con provvedimento emanato dall'Autorità vengono definite le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione del credito (C), determinato dalla seguente formula: $C = E_c \times T_c$. L'energia elettrica prodotta da impianto detenuto da una società energetica viene contabilizzata sull'utenza riferibile al punto di connessione del medesimo impianto ed il credito viene attribuito all'utente relativo.



Schema esempio produzione di energia da società energetica

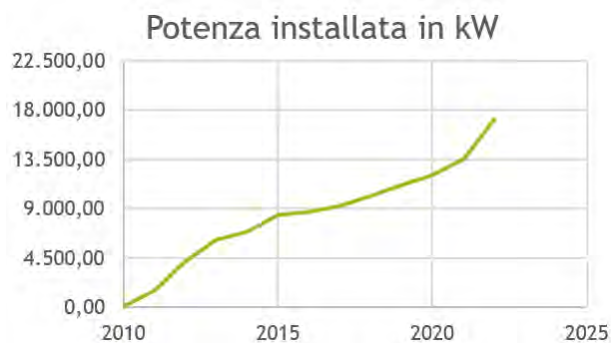
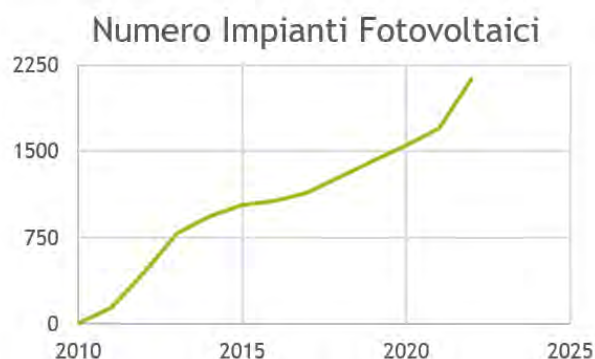
Ad A.A.S.S., quale gestore della rete elettrica di Media Tensione e Bassa Tensione, spettano alcuni compiti:

- Redazione del Regolamento Tecnico ai sensi Art. 20 Legge 03/04/2014 n.48 e s.m.i.;
- Elaborazione delle richieste di allacciamento, preventivi ed allacciamenti;
- Gestione della rete elettrica e dell'energia immessa in rete;
- Elaborazione di pareri per impianti >100 Kw;
- Verifiche quinquennali degli inverter;
- Elaborazione note di credito e pagamento per impianti incentivati.

Le modalità e gli incentivi illustrati hanno portato nel tempo a un regolare aumento degli impianti fotovoltaici installati in Repubblica. Di seguito sono riportati i dati relativi al numero di impianti ed alla relativa potenza installata, dal 2010 ad oggi:

Anno	Numero Impianti	Potenza Installata [kW]
2010	8	24,44
2011	142	1.554,61
2012	442	4.179,40
2013	793	6.152,61
2014	934	6.891,04
2015	1035	8.458,35
2016	1075	8.731,72
2017	1143	9.288,18
2018	1283	10.165,23
2019	1421	11.206,33
2020	1551	12.078,07
2021	1700	13.552,47
2022	2124	17.218,13

Il trend di potenza ed impianti installati, in evidente crescita, è visivamente meglio rappresentato dai seguenti diagrammi:



Considerando invece il trend del numero di nuovi impianti per anno e della potenza installata per anno, appare evidente l'esistenza di due massimi, nel 2010-11, ed ora, nel 2021-2022.

Il primo picco è da ricondurre alla nascita della normativa di settore con le importanti agevolazioni economiche introdotte; il secondo invece è rapportato al raggiungimento dei massimi valori storici per il prezzo dell'energia elettrica, come meglio descritto nei successivi capitoli. La corsa all'installazione dei pannelli fotovoltaici da parte di privati cittadini ed aziende è stata infatti la conseguenza della fibrillazione ed aleatorietà che hanno vissuto i mercati energetici negli ultimi 2 anni.



Rapportando la situazione di San Marino con quella della vicina Italia, è possibile notare una forte disparità.

nel 2021, infatti, lo stato delle installazioni di pannelli fotovoltaici corrispondeva mediamente a:

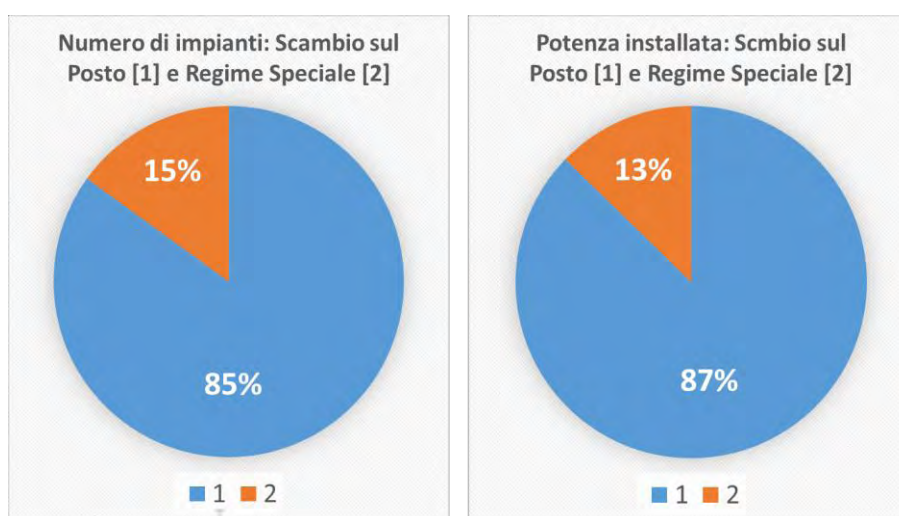
- 74,79 kW/km² in Italia
- 217,88 kW/km² a San Marino

La "densità" di potenza installata a San Marino è infatti quasi 3 volte quella italiana, grazie alle particolari disponibilità economiche della Repubblica di San Marino, ma anche alle politiche di incentivazione intraprese a livello politico. Questo il quadro degli incentivi erogati negli ultimi anni:

Anno	Totale incentivi erogati €
2014	1.946.722,00
2015	2.073.595,44
2016	2.108.406,23
2017	2.304.901,28
2018	2.036.625,53
2019	2.246.254,15
2020	2.226.424,21
2021	2.131.146,49
Totale generale	17.074.075,33

Attualmente, il numero degli Impianti >100kW ammontano a 11, per una potenza complessiva di 2,96MW. Tali impianti sono soggetti a teledistacco su richiesta del Gestore Rete Trasporto Nazionale (Terna Rete Italia S.p.A.).

Per quel che concerne i regimi di scambio sul posto e di scambio sul posto in regime speciale, di seguito si riportano i dati attuali circa i 2 sistemi.



Numero Impianti FV	Impianti (n°)	Pot.za installata (kW)
Scambio sul posto	1719	14.160
Regime speciale di scambio sul posto (a distanza)	332	2.400
	2051	16.560

Per analizzare l'incidenza dell'energia prodotta a San Marino tramite fotovoltaico, si riporta di seguito l'andamento del consumo elettrico annuale (meglio descritto nei successivi capitoli) ed una tabella riassuntiva rapportante l'energia prodotta e potenza installata tramite FV, rapportandoli all'intero fabbisogno energetico e di potenza della Repubblica di San Marino. Nel 2022, l'energia elettrica prodotta tramite FV ammonta al 5,85% del fabbisogno totale, mentre la potenza installata è il 27,66% di quella massima importata.

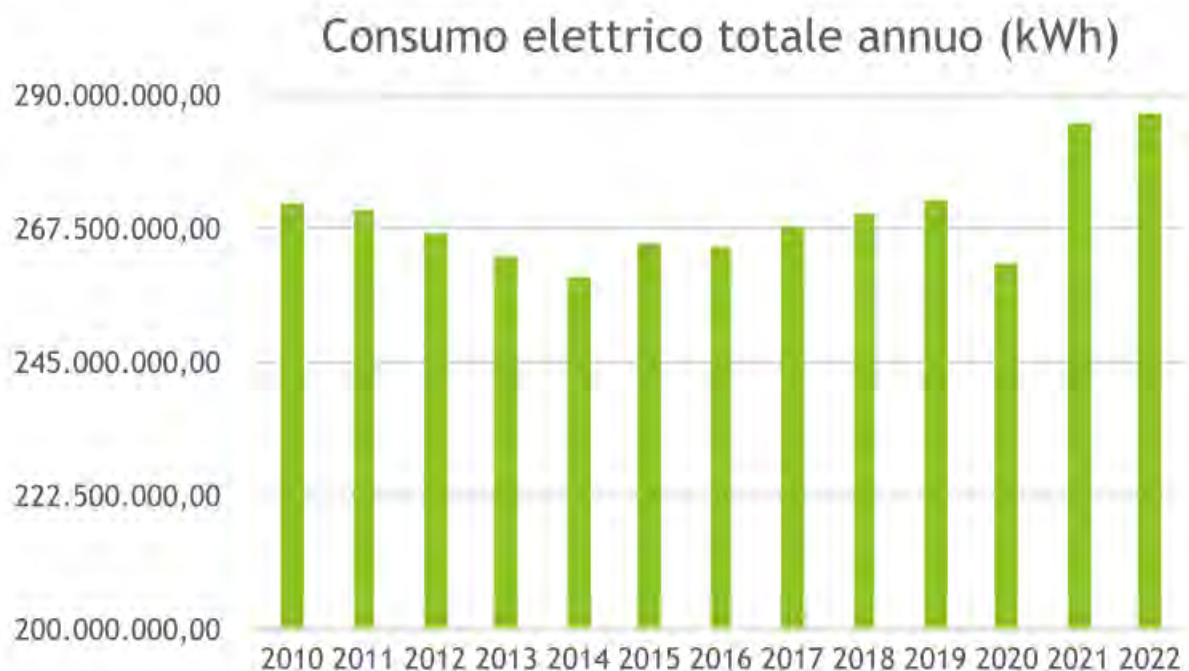


TABELLA RIEPILOGATIVA FABBISOGNO ENERGETICO R.S.M. e INCIDENZA DA ENERGIA RINNOVABILE

Anno	Energia importata (kWh)	Energia prodotta da FV (kWh)	Totale fabbisogno energetico R.S.M. (kWh)	Incidenza energia da FV su totale fabbisogno (%)	Potenza massima importata (kW)	Potenza FV installata (kWp)	Incidenza potenza da FV su potenza massima (%)
2010	272.040.890	1.217	272.042.107	0,00	57.710	24	0,04
2011	270.173.009	589.133	270.762.142	0,22	57.765	1.545	2,67
2012	263.895.688	3.155.053	267.050.741	1,18	55.755	4.423	7,93
2013	256.824.194	6.034.852	262.859.046	2,30	52.875	6.407	12,12
2014	251.933.900	7.348.754	259.282.654	2,83	48.720	7.150	14,68
2015	256.646.390	8.457.145	265.103.535	3,19	53.400	8.588	16,08
2016	255.462.074	9.362.405	264.824.479	3,54	51.600	8.821	17,09
2017	258.001.775	9.865.327	267.867.102	3,68	48.750	9.396	19,27
2018	259.771.230	10.405.877	270.177.107	3,85	51.300	10.179	19,84
2019	260.330.341	12.095.450	272.425.791	4,44	52.500	11.204	21,34
2020	248.546.397	13.018.937	261.565.334	4,98	50.550	12.078	23,89
2021	271.157.724	14.187.965	285.345.689	4,97	53.100	13.562	25,54
2022	270.154.647	16.786.430	286.941.077	5,85	62.250	17.218	27,66

FV: Impianto Fotovoltaico

Dal grafico e dalla tabella precedenti emerge come la quantità di energia complessivamente prodotta per via fotovoltaica nel corso del 2022 sia stata pari a 16.786430 kWh, mentre quella complessivamente prodotta nella Repubblica di San Marino tra il 2010 e il 2022 ammonta a 111.308.545 kWh. Se si considera che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,531 kg di anidride carbonica, alla quota di produzione fotovoltaica dal 2010 al 2022 corrisponde una riduzione delle emissioni in atmosfera di 59.104.837 kg di anidride carbonica.

3.1.4 altre componenti (altri impianti FER, cogenerazione, mobilità elettrica)

Eccettuato il fotovoltaico, come visto molto diffuso in Repubblica, non hanno attecchito altre forme di produzione di energia da fonte rinnovabile o da cogenerazione ad alto rendimento.

L'eolico e micro-eolico, seppur compreso all'interno dell'art. 31 del Decreto 51/2017 (contributo in conto interessi in favore di Imprese), non ha mai attratto investitori a causa delle sfavorevoli condizioni climatiche del nostro territorio.

Nel 2011 sono state segnalate all'Autorità due realizzazioni in ambito privato di impianti a pompa di calore geotermica, una presso la sede dell'ANIS, per una potenza installata di 150 kW, dotata di 21 sonde geotermiche sino alla profondità di 120 m, l'altra presso la sede di Gualdicciolo dell'Asset Banca, della potenza di 40 kW. Non sono poi stati segnalati all'Autorità nuovi progetti o realizzazioni in questo settore, né in ambito privato né in ambito pubblico, fino alla data odierna.

Non risulta ad oggi invece nessun impianto di cogenerazione, nonostante interessamenti da parte di alcune attività aziendali sammarinesi sul tema della micro cogenerazione.

Questo poiché, pur essendo più volte richiamata fra gli impianti incentivabili dalla L. 48/2014 e successi Decreti Delegati, ad oggi non esiste una norma che regoli questo specifico ambito, stabilendo modalità, limiti e requisiti tecnici di progettazione ed esecuzione anche al fine del conseguimento degli obiettivi di contenimento delle emissioni di gas climalteranti e inquinanti e di risparmio energetico, uso efficiente dell'energia e di rispetto di elevati standard acustici.

Il Presidente dell'Autorità ha dato mandato ad Aprile 2022 di condividere un testo coordinato sulla cogenerazione che raggruppa quanto normato dal Legislatore e deliberato dall'Autorità sia con l'A.A.S.S. che con il Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente, al fine di raccogliere eventuali osservazioni o proposte risolutive sulla possibilità di dare inizio alle installazioni nell'ambito di interventi di carattere volontario di impianti di micro cogenerazione.

Al fine di incentivare la produzione energetica da fonti rinnovabili l'Autorità ha anche notevolmente aumentato, rispetto agli anni passati, la tariffa di cessione in rete di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, fissandola, per ogni mese al valore minimo fra 0,2 €/kWh ed il PUN del mese in oggetto.

Per quanto riguarda la mobilità elettrica, nella Repubblica di San Marino sono stati stanziati a partire dal 2017 (L. 125/2017 e relativa proroga + revisione in finanziaria 2021 L 157/2019), ingenti incentivi per promuovere l'acquisto di automobili elettriche od ibride di nuova generazione. Questo il report dei risultati ottenuti nei due anni di vigenza dell'incentivo:

Auto acquistate presso rivenditori italiani:

	2021	
	Auto elettriche***	Auto ibride Plug-in***
Quantità (n)	22	30
Imponibile totale (€)	742.439,74	1.177.922,68
Imposta totale assolta (€)	12.533,24	18.403,84
Imposta al lordo dei benefici (€)	96.485,94	167.807,52
Costo esenzione (€)	83.952,70	149.403,68

	2022	
	Auto elettriche***	Auto ibride Plug-in***
Quantità (n)	32	35
Imponibile totale (€)	903.241,83	1.562.266,00
Imposta totale assolta (€)	2.799,56	14.012,08
Imposta al lordo dei benefici (€)	141.429,91	226.592,63
Costo esenzione (€)	138.630,35	212.580,55

Auto acquistate presso rivenditori sammarinesi:

	2021	
	Auto elettriche***	Auto ibride Plug-in***
Quantità (n)	27	37
Imponibile totale (€)	803.719,21	1.407.841,75
Imposta assolta al 17% (€)	136.632,25	237.718,10
Rimborso (€)	130.030,22	220.032,97

	2022

	Auto elettriche***	Auto ibride Plug-in***
Quantità (n)	15	22
Imponibile totale (€)	420.985,53	791.147,54
Imposta assoluta al 17% (€)	71.533,57	134.068,09
Rimborso (€)	71.225,84	131.050,51

Biciclette elettriche acquistate a San Marini

	2021
	Biciclette elettriche ***
Quantità (n)	170
Imponibile totale (€)	637.286,95
Rimborso SMAC (€)	32.058,15

	2022
	Biciclette elettriche ***
Quantità (n)	92
Imponibile totale (€)	328.771,00
Rimborso SMAC (€)	16.502,55

Nella tabella seguente sono riportati i dati comunicati dall'Ufficio Tributario relativi alle auto che hanno usufruito del rimborso monofase di cui all'art. 3 della Legge 125 del 27/10/2017 e relativa proroga, art. 5 della Legge 157/2019 e relativa comparazione con quanto scaturito a seguito della revisione apportata dalla Legge 223/2020:

		Auto elettriche (n.)	Auto ibride Plug-in (n.)
L. 125/2017	2018	1	
	2019	9	
	2020	10	
L. 223/2020	2021	49	67
	2022^	47	57

3.1.5 Il mercato dell'energia

A fronte di una relativa stabilità negli anni precedenti, il mercato dell'energia ha subito (e sta continuando a subire) un forte cambiamento a partire da metà 2021.

Al momento della stesura del presente documento, si aggiunge anche l'instabilità e le problematiche legate al conflitto fra Russia ed Ucraina, che rendono una potenziale lettura degli scenari futuri piuttosto ardua.

3.1.5.1 Il mercato dell'energia - energia elettrica

Il mercato dell'energia elettrica in Europa ha affrontato una fase rialzista senza precedenti a partire da agosto 2021, sia sui mercati fisici a pronti (prezzi su prodotti con scadenza molto ravvicinata come il giorno seguente) sia sui mercati a termine (prezzi per scadenze più lontane, come l'anno seguente).

Questa condizione è tipica di mercati caratterizzati da un'offerta che non riesce a soddisfare la domanda. In questo scenario di mancanza di offerta i prodotti che presentano una scadenza di consegna più ravvicinata presentano quotazioni ancora più elevate e una volatilità altissima.

Inizialmente (Agosto 2021) a trainare i prezzi power sono stati principalmente i rialzi dei costi dei combustibili, tra cui in particolare il gas naturale, e delle quotazioni del mercato delle emissioni. Tuttavia, tale crescita così forte e rapida dei prezzi è stata anche supportata da altri elementi caratteristici del mercato elettrico di seguito descritti:

- ridotta disponibilità nucleare in Francia. La Francia è infatti il principale esportatore di energia elettrica in Europa e eventuali tensioni sul suo parco produttivo, prevalentemente rappresentato da impianti nucleari, comportano inevitabilmente tensioni sugli altri mercati europei. la disponibilità nucleare per il 2021 si è posizionata su valori di minimo storico nel primo quadrimestre.
- livello delle riserve idriche europea. I livelli di riempimento dei bacini in Italia nel 2021 si sono infatti posizionati su valori di minimo storico. Il conseguente calo nella generazione idroelettrica è stato sostituito da una maggior produzione termoelettrica che a sua volta ha generato un incremento nella domanda di combustibili e di conseguenza dei relativi prezzi. Preoccupante è stata la situazione che si riscontra nei Paesi del Nord Europa. Anche su quei mercati, infatti, la disponibilità idroelettrica è su valori di minimo storico e nel mix produttivo elettrico di tali Paesi tale fonte energetica rappresenta la principale componente;
- criticità riscontrata dal cavo sottomarino che collega la Francia agli UK a causa della quale la capacità di trasporto di energia dalla Francia all'Inghilterra è stata di fatto dimezzata;
- mercato del carbone dove i prezzi hanno raggiunto livelli che non si osservavano da diversi anni. Gli stoccaggi negli USA, in Europa e in Cina sono su livelli di minimo storico e da un punto di vista dell'offerta si rilevano diverse criticità principalmente a causa dello scenario cinese
- il mercato della CO2 ha raggiunto valori di massimo storico dovuti alle politiche energetiche internazionali che spingono sempre di più verso energia prodotta con ridotti impatti ambientali. Per questo motivo quindi la domanda di CO2 che i produttori da energia fossile

sono costretti a comprare per poter immettere l'energia sul mercato ne ha innalzato fortemente le quotazioni.

Come descritto inizialmente, pur considerando i fattori sopra esposti, l'innalzamento dei prezzi dell'energia è però fondamentalmente dovuto all'aumento dei costi dei combustibili e della CO₂, anche a causa della dipendenza da gas naturale per la produzione di energia elettrica (40% in Italia). Le quotazioni del gas hanno superato ogni giorno i massimi storici (il massimo è arrivato ad Agosto 2022) toccando valori che nessuno avrebbe immaginato.

La dipendenza dal gas naturale, interamente importato dall'Italia, ha comportato le criticità maggiori al momento dello scoppio della guerra in Ucraina, considerando che la Russia è il maggior esportatore di gas.

I continui cambi di scenario economico e politico che fanno parte della storia recente dell'Europa (conflitto, arrivo di navi di gas liquefatto dagli USA, blocchi produttivi dovuti alla pandemia, introduzione del price cap per il gas, ecc.) sono stati responsabili delle repentine fluttuazioni del mercato energetico elettrico.

La situazione del mercato elettrico è infatti apparsa estrema sia in relazione al livello di prezzo raggiunto, ma anche per la volatilità che i prezzi esprimono in confronto a quanto osservato negli anni precedenti.

Tale situazione ha di fatto reso impossibile, per A.A.S.S., il raggiungimento delle coperture delle richieste energetiche della Repubblica di San Marino, come invece è sempre avvenuto in passato, se non a fronte di ingenti coperture finanziarie, esponendo di fatto San Marino alle continue fluttuazioni dei mercati.

3.1.5.2 Il mercato dell'energia - gas naturale

Il mercato del gas naturale ha visto l'inizio del periodo estivo 2021 caratterizzato da un'inaspettata impennata dei prezzi che, unitamente al protrarsi di temperature sotto le medie stagionali nei primi mesi primaverili, ha fortemente rallentato la campagna di iniezione degli stoccaggi. Gli operatori si attendevano un rilassamento delle tensioni sui prezzi che invece si è fortemente inasprito per una serie di fattori contingenti che sono andati a sommarsi alla situazione preesistente. Si è così alimentato un circolo vizioso che ha ulteriormente rallentato la campagna di iniezione e generato nuove tensioni sui mercati. Tra i fattori contingenti principali, possiamo ricordare quanto successo in UK, USA e Cina in particolare.

Fra le motivazioni iniziali di tale innalzamento troviamo:

- La situazione in UK. problemi al cavo sottomarino e alle conseguenti connessioni importantissime per bilanciare il sistema elettrico. In assenza di questo, la richiesta di energia ricade sul combustibile fossile, che ha visto un aumento di domanda dai mercati
- La situazione USA. La stagione degli uragani ha avuto forti impatti sulla disponibilità di LNG per l'esportazione, con il blocco di terminali in fase di costruzione o l'inagibilità di canali navigabili. La minor disponibilità di LNG sul mercato internazionale ha aumentato la tensione sui prezzi del mercato del gas.
- La ripresa cinese. In uscita dalla pandemia causata dal Covid-19, la Cina è stata tra i primi paesi – e tra i primi mercati – a manifestare segnali di forte ripresa economica. Ordinanze rimaste ferme o in fase di approvazione si sono aggiunte a nuovi ordinativi generando un forte aumento di domanda in tutti i settori.

- A questo si aggiunge che al completamento del gasdotto Nord Stream 2, terminato nella prima metà di settembre 2021, non è seguito al momento alcun flusso fisico a causa della mancata autorizzazione da parte del regolatore tedesco.

Le politiche restrittive del governo sull'uso del carbone hanno spostato la maggior domanda quasi esclusivamente sul gas naturale. La forte domanda di produzione elettrica e la difficoltà a coprirla interamente con gas naturale ha portato diversi blackout, spesso nelle aree produttive del paese (oltre 17 province del paese hanno subito questi eventi). Quindi diverse centrali hanno dovuto cercare di ricorrere al carbone, innescando una spirale di aumenti dei prezzi anche di questa materia prima. L'aumento della richiesta di carbone impone alla Cina di tornare ad importare grandi quantità ma il secondo maggior esportatore al mondo è proprio l'Australia, da cui solo nel 2020 la stessa Cina ha vietato l'importazione come ritorsione per la richiesta australiana di inchiesta sull'origine del Covid- 19. Tensioni politiche incrementate dal recente accordo sui sommergibili nucleari forniti dagli USA all'Australia nell'ambito del patto AUKUS. La stessa produzione cinese è quindi a forte rischio con possibili effetti a cascata anche nei paesi occidentali.

La situazione del 2022-23 si discosta fortemente da quella degli anni precedenti. Gli anni immediatamente precedenti sono infatti stati fortemente caratterizzati dall'emergenza sanitaria causata dalla pandemia Covid-19. Le quotazioni del Gas Year hanno avuto gli andamenti mostrati in figura:

FIGURA 5 - QUOTAZIONI FORWARD PER IL PRODOTTO ANNUALE (CALENDAR) PER GLI ANNI DAL 2019 AL 2022



Come si evince dal grafico le quotazioni degli anni 2019 e 2020 hanno mostrato valori sostanzialmente stabili attorno ad un valore – all'incirca 20 €/MWh o poco superiore, rappresentativo di quello che era l'equilibrio di mercato tra domanda e offerta. Sono stati anni di

sostanziale equilibrio, con un leggero surplus di offerta. La volatilità delle quotazioni era limitata proprio a causa della relativa stabilità dei mercati. La situazione si è modificata radicalmente con l'arrivo della pandemia Covid-19. Gli effetti sono visibili a partire dai primi mesi del 2020, in cui si evince un drastico calo delle quotazioni che ha spinto i prezzi al di sotto dei minimi storici mai raggiunti. In questa fase hanno resistito in parte solo le quotazioni dei contratti con scadenze più lunghe in particolare quelli relativi al 2021 e 2022.

Per le ragioni espresse in precedenza, però a partire dai primi mesi del 2021, le quotazioni hanno iniziato una risalita estremamente ripida, con un incremento della volatilità

Il 2022 si è aperto con un brusco calo delle quotazioni power e gas. L'ingente afflusso di LNG proveniente dagli Stati Uniti ha infatti permesso un rilassamento dei prezzi energetici. L'offerta sul mercato delle metaniere americane ha bilanciato i deboli flussi via tubo in Europa, ma le quotazioni sono rimaste elevate in quanto le importazioni di LNG non riescono a sostituire, in termini di volume, le forniture tradizionali europee. Anche in termini economici, le forniture storiche risultano decisamente più competitive rispetto al gas liquefatto a causa dei costi di trasporto e di rigassificazione. Debolezza sui prezzi è sopraggiunta anche grazie alle temperature miti che si sono avvertite per buona parte dell'inverno in tutta Europa. Ciò ha comportato una domanda non elevata e che ha evitato una ulteriore riduzione dei volumi degli stoccaggi gas che si trovano comunque su livelli di riempimento ai minimi dell'ultimo decennio. Recentemente si è registrata anche una generazione rinnovabile superiore a quanto registrato in passato consentendo una minor domanda di combustibile per la generazione termoelettrica.

Dagli elementi sopra riportati è derivata la contrazione delle quotazioni osservata nella prima parte del 2022 che ha interessato sia i risultati in esito ai mercati spot sia sui contratti a maturity più ravvicinata. Andamento diverso si è invece visualizzato per contratti a più lunga scadenza che si sono mostrati maggiormente resilienti. I contratti per il 2023 hanno continuato ad aggiornare i massimi annuali.

Le tensioni geo-politiche hanno però ricreato le condizioni per una esacerbazione dell'energy crunch europeo a causa delle contrazioni nei flussi di fornitura.

A partire dal 21 febbraio 2022 c'è stata infatti una forte impennata delle quotazioni, principalmente frutto delle tensioni sul fronte ucraino. I timori per una drastica riduzione dell'offerta e la speculazione hanno trainato al rialzo i prezzi.

Gli osservatori degli analisti hanno riportato che le importazioni di LNG di gennaio non sarebbero state ripetute, la disponibilità nucleare francese è stata ai minimi storici ed il mercato delle commodity (carbone ed emissioni) è entrato in fermento, registrando i massimi storici.

Per tutti questi fattori, il mercato del gas naturale in tutto il 2022, ha registrato i massimi storici ed è stato caratterizzato da volatilità ed imprevedibilità.

Il 22 novembre 2022 l'Unione Europea ha preso una decisione straordinaria di fissare un "price cap" per il mercato all'ingrosso del gas, comportando una forte riduzione delle quotazioni del gas naturale nei primi mesi del 2023.

3.1.6 I costi di approvvigionamento energetico

Data l'esiguità della produzione interna di energia e l'attuale volatilità dei mercati, diviene fondamentale affrontare il tema dei costi di approvvigionamento energetico, ricavati dai bilanci consuntivi di A.A.S.S.

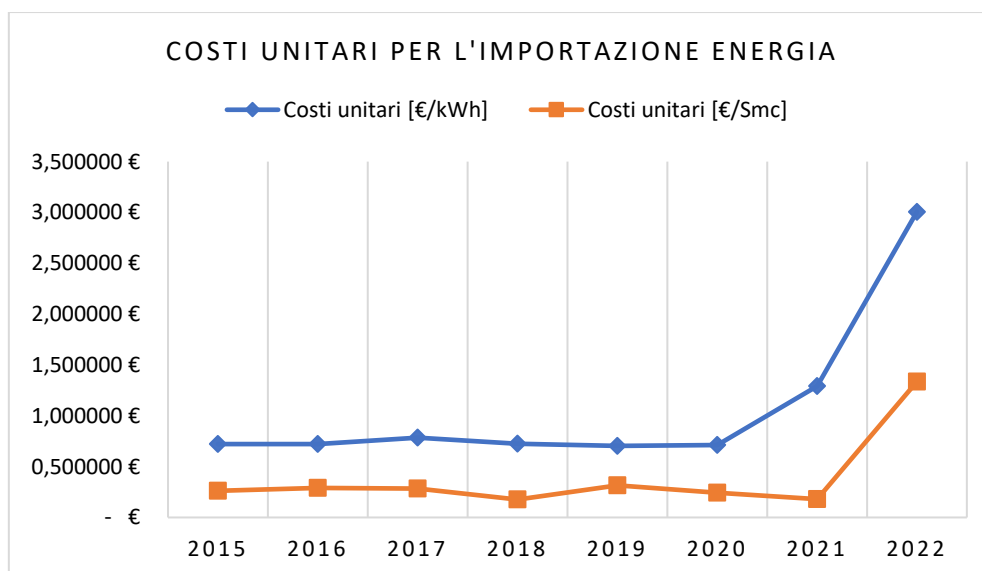
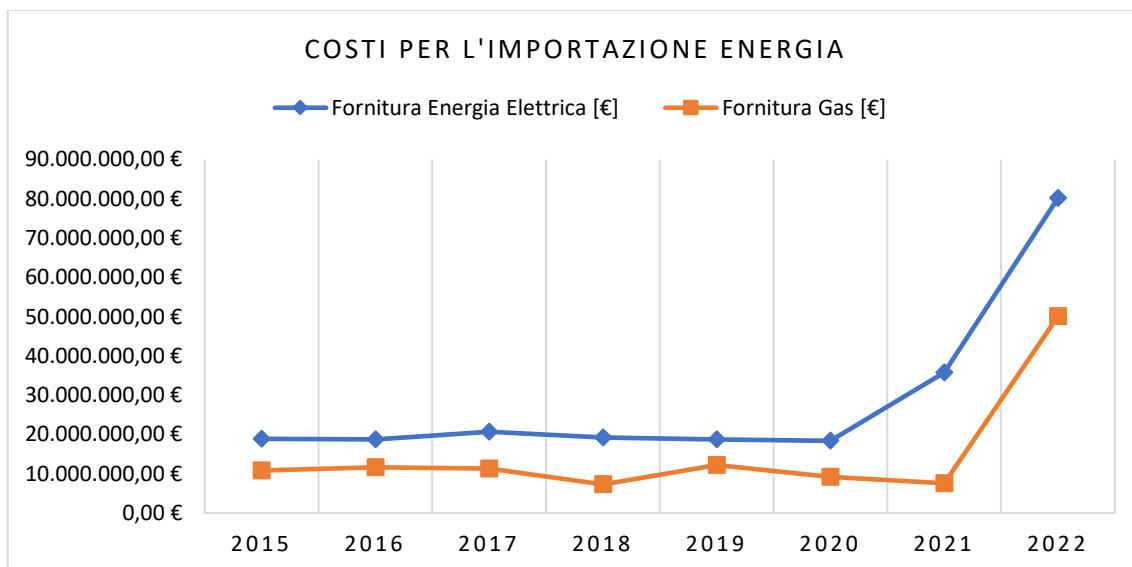
3.1.6.1 I costi di approvvigionamento - energia elettrica

Nell'ottica di adempiere a logiche di approvvigionamento tipiche del mondo industriale, l'A.A.S.S. ha da sempre operato utilizzando strumenti che le consentissero di fissare la fornitura del profilo orario di consumo, lasciando solo esposizioni marginali alla volatilità del mercato, con l'obiettivo di garantire un prezzo di fornitura ai clienti finali il più possibile stabile e all'A.A.S.S. una marginalità consona alle attività espletate.

Guidata da tale meccanismo, l'A.A.S.S. sulla base degli aggiornamenti del portafoglio gestito ha da sempre definito un livello di prezzo per la fornitura verso i clienti finali. Questo modus operandi ha permesso all'A.A.S.S. di definire strategie e applicarle sui mercati con l'obiettivo di far aderire, a consuntivo, il costo dell'approvvigionamento al prezzo di fornitura definito ex ante.

Energia Elettrica			
Anno	Voumi perdite incluse [MWh]	Fornitura Energia Elettrica [€]	Costi unitari [€/kWh]
2015	261.672,40	18.862.636,83 €	0,720849 €
2016	259.619,16	18.720.965,69 €	0,721093 €
2017	263.755,14	20.705.128,69 €	0,785013 €
2018	265.450,19	19.219.629,32 €	0,724039 €
2019	266.359,65	18.753.186,94 €	0,704055 €
2020	257.402,18	18.377.040,82 €	0,713943 €
2021	277.068,24	35.795.501,35 €	1,291938 €
2022	266.757,32	80.182.837,12 €	3,005835 €

Questo è risultato vero fino al 2022 dove, a causa degli aumenti del costo della materia prima, dell'instabilità dei mercati e della richiesta di ingenti garanzie per fissare le forniture, A.A.S.S. si è trovata costretta ad operare direttamente sul mercato a pronti, subendo le dinamiche di mercato e dovendole necessariamente riportare al cliente finale.



Per meglio raffigurare l'andamento emergenziale dei mercati energetici nell'ultimo biennio, si riporta un grafico del PUN (prezzo unico nazionale italiano dell'energia elettrica) così come determinato dal Gestore dei mercati energetici italiano e pubblicato sul sito www.mercatoelettrico.org, nella sezione "statistiche" e sul sito dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente italiana (ARERA), dal 2021 (pre emergenza) ad oggi:



Nonostante ad Agosto 2022 i prezzi della prima linea mensile dell'energia elettrica abbiano raggiunto i 543,15 €/MWh, grazie alle operazioni di copertura sulle esposizioni che caratterizzano il portafoglio elettrico, il costo unitario di approvvigionamento per l'energia elettrica a San Marino è stato fissato, per l'anno 2022, in 145,87 €/MWh, contro i 74,39 €/MWh medi degli anni 2014-2020.

A causa delle fluttuazioni del mercato dell'energia riportate nei capitoli precedenti è, al momento, difficoltoso prevedere l'andamento di tale costo nei prossimi anni di vigenza del PEN ma ciò che appare evidente è che per A.A.S.S. risulterà impossibile fissare la fornitura del profilo orario di consumo, costringendola dunque a rivolgersi al mercato a pronti e a subire le fluttuazioni del mercato (in fase calante al momento della redazione di tale piano), almeno fino a quando i mercati non si assesteranno nuovamente.

3.1.6.2 I costi di approvvigionamento - gas naturale

Nel corso degli anni, A.A.S.S. si è approvvigionata di gas naturale tramite una procedura di gara ad inviti su due turni.

Al primo turno sono invitati i maggiori *player* attivi sul mercato italiano, cui viene inviato un bando di gara opportunamente redatto. Gli operatori sono selezionati per reputazione e solidità, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

In esito al primo turno i migliori tre offerenti vengono invitati a partecipare ad un secondo *round* di rilanci, al fine di poter aggiudicare la fornitura alle migliori condizioni di mercato.

Vengono di norma richieste offerte a prezzo fisso o variabile, secondo formule rappresentative del mercato del gas.

Gas naturale			
Anno	Volume [Smc]	Fornitura Gas [€]	Costi unitari [€/Smc]
2015	41.479.016	10.836.536,82 €	0,261253 €
2016	40.110.068	11.633.296,11 €	0,290034 €
2017	39.862.143	11.359.430,76 €	0,284968 €
2018	41.300.900	7.286.318,22 €	0,176420 €
2019	38.845.114	12.257.233,87 €	0,315541 €
2020	37.763.720	9.163.755,89 €	0,242660 €
2021	41.874.762	7.590.407,06 €	0,181264 €
2022	37.494.402	50.090.928,29 €	1,335958 €

Questo è risultato vero fino al 2022 dove, a causa degli aumenti del costo della materia prima, dell'instabilità dei mercati e della richiesta di ingenti garanzie per fissare le forniture, A.A.S.S. si è trovata costretta ad operare direttamente sul mercato a pronti.

Come evidenziato dal grafico dell'indice PSV DA, prezzo del gas naturale all'ingrosso al PSV (Punto di Scambio Virtuale, punto di incontro tra domanda e offerta e hub di riferimento per la definizione del prezzo del gas all'ingrosso, amministrato dal Gestore dei Mercati Energetici italiano), calcolato mensilmente, il mercato del gas naturale ha registrato i massimi storici ed è stato caratterizzato da volatilità ed imprevedibilità.



Sulla base degli elevati valori delle quotazioni e della volatilità espressa dal mercato, la gara per il rinnovo della fornitura per il 2022 ha chiesto anche quotazioni indicizzate TTF, con possibilità di *fixing* del prezzo. In questo modo è possibile perseguire contemporaneamente l'obiettivo di una quotazione competitiva ed in linea con il mercato e la possibilità di ottimizzare i prezzi qualora le condizioni lo consentano. Vista anche la situazione estremamente tesa sui mercati, hanno offerto solo ENI ed ENEL, quest'ultima però con una richiesta di garanzia molto elevata – anche in considerazione dell'esposizione lato *power*. La gara è stata aggiudicata ad ENI, con un prezzo indicizzato al TTF ed uno spread contrattuale di 2,077 €/Smc.

Per ridurre il costo del 2022 è stata avviata, a partire dal mese di dicembre 2021, un percorso per la finalizzazione di un contratto pluriennale di copertura finanziaria sul prezzo di approvvigionamento fisico della fornitura di gas naturale per l'anno 2022 (ed anche per gli anni successivi) che potesse mediare il costo 2022 con le quotazioni di mercato previste per gli anni futuri, portando un beneficio economico e finanziario dell'anno in corso, necessario al sostentamento del bilancio A.A.S.S.. Al costo medio alla data di sottoscrizione dell'accordo (pari a 43,75 Euro/MWh) vanno sommati i costi di fornitura straordinariamente alti dei mesi di gennaio e della prima parte di febbraio nonché della quota parte di marzo già fissata, che portano a valutare il costo medio di approvvigionamento per il 2022 a 75,64 €/Smc.

Il contratto stipulato da A.A.S.S. con Enel Trading per la copertura finanziaria della fornitura gas prevede la definizione di un prezzo fisso d'acquisto per una fornitura tendenzialmente fissa di m3 al mese, nonostante il naturale andamento dei consumi sammarinesi che prevede una maggior richiesta di gas naturale nei mesi autunnali ed invernali.

Ciò significa che una parte sostanziosa delle richieste di fabbisogno energetico sono tuttora soggette alle fluttuazioni dei mercati ed alle possibilità che si presenteranno di fissare alcune posizioni. Ciononostante, è verosimile la definizione del costo totale di fornitura gas attorno ai 30 milioni di € annui per i prossimi esercizi.

Attualmente (inizio 2023), l'andamento al ribasso delle quotazioni del gas naturale ha reso nullo il valore economico di tale contratto finanziario, portando A.A.S.S. alla sua vendita (ad un prezzo prossimo a quello di acquisto).

A.A.S.S. ora si rivolge dunque direttamente ai mercati a pronti, acquistando la maggior parte dei quantitativi da SNAM, in quanto le garanzie da rilasciare a SNAM sono molto inferiori rispetto a quelle richieste da controparti per l'acquisto bilaterale o dal GME per l'acquisto sul mercato del giorno prima del gas naturale.

3.2 La domanda di energia

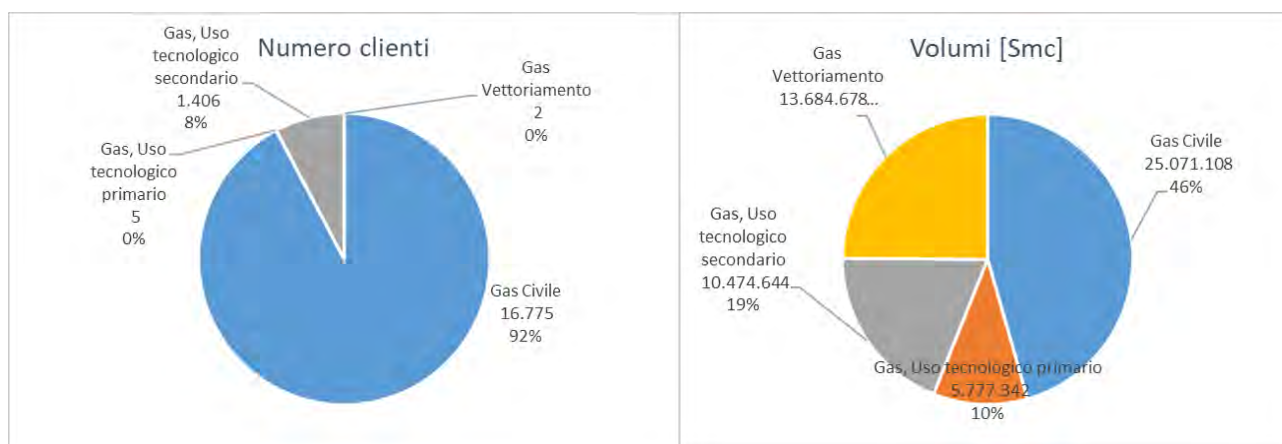
3.2.1 Consumi gas naturale

Nel periodo tra il 1999 ed il 2010 si è assistito ad un aumento considerevole nell'utilizzo di gas naturale; nei primi anni ottanta è stata effettuata la quasi completa metanizzazione delle strutture presenti in Repubblica, successivamente i consumi hanno continuato ad aumentare di pari passo con la crescita demografica ed economica di San Marino

Dall'introduzione della Legge n.200 del 22/12/2011 ed in particolare con l'art. 29 (Approvvigionamento diretto di gas naturale presso fornitori esterni da parte di operatori economici sammarinesi) è stata data la facoltà agli utenti con codice operatore economico (C.O.E.) di potersi rifornire di gas naturale da fornitori esterni a seguito di richiesta formale all'A.A.S.S. Al momento in questa modalità ci sono due operatori.

I contratti di fornitura del gas naturale erogato attraverso la rete metanifera gestita dall'A.A.S.S. sono suddivisi nelle seguenti categorie:

- gas per uso civile;
- gas Tecnologico Primario utilizzato nei cicli produttivi di trasformazione della materia prima e con consumo annuo superiore a 200.000 m³;
- gas Tecnologico Secondario utilizzato dalle seguenti categorie economiche:
 - o industrie e laboratori artigianali: anche se in cicli produttivi rientranti nelle caratteristiche del precedente punto ma con consumo inferiore ai 200.000 m³ annui (media mensile superiore a 16.666 m³);
 - o alberghi, motel, pensioni, ristoranti tradizionali, ristoranti a self-service, pizzerie, trattorie, mense sociali, bar apertura annuale, ospedale;



Consumi Gas naturale – percentuali numero clienti e volumi richiesti per i diversi impieghi – anno 2021

Negli anni i volumi di gas metano distribuiti hanno avuto un andamento variabile, il principale fattore che condiziona questo trend è la media della temperatura esterna nella stagione invernale, data la ristrettezza dell'ambito sammarinese.

Recentemente anche l'epidemia ha inciso sulla diminuzione dei volumi, nel 2020, rispetto l'anno precedente si è registrato un decremento di circa il 5 % comprensivo delle utenze Cartiera e Ceramica (solo vettoriamento) e del 3,8 % dei volumi forniti direttamente da A.A.S.S.

	2019	2020	2021	2022
	Volumi [Smc]	Volumi [Smc]	Volumi [Smc]	Volumi [Smc]
Civile	25.079.030	23.846.600	24.608.479	22.113.826
Tecnologico primario scagioni	5.777.342	4.655.864	5.097.711	5.342.623
Tecnologico secondario	10.474.644	8.506.770	10.137.657	9.147.890
Vettoriamento	13.684.678	11.168.365	11.454.070	9.509.661
Totale escluso vettoriamento	41.331.016	37.009.234	39.843.847	36.604.339
Totale	55.015.694	48.177.599	51.297.917	46.114.000

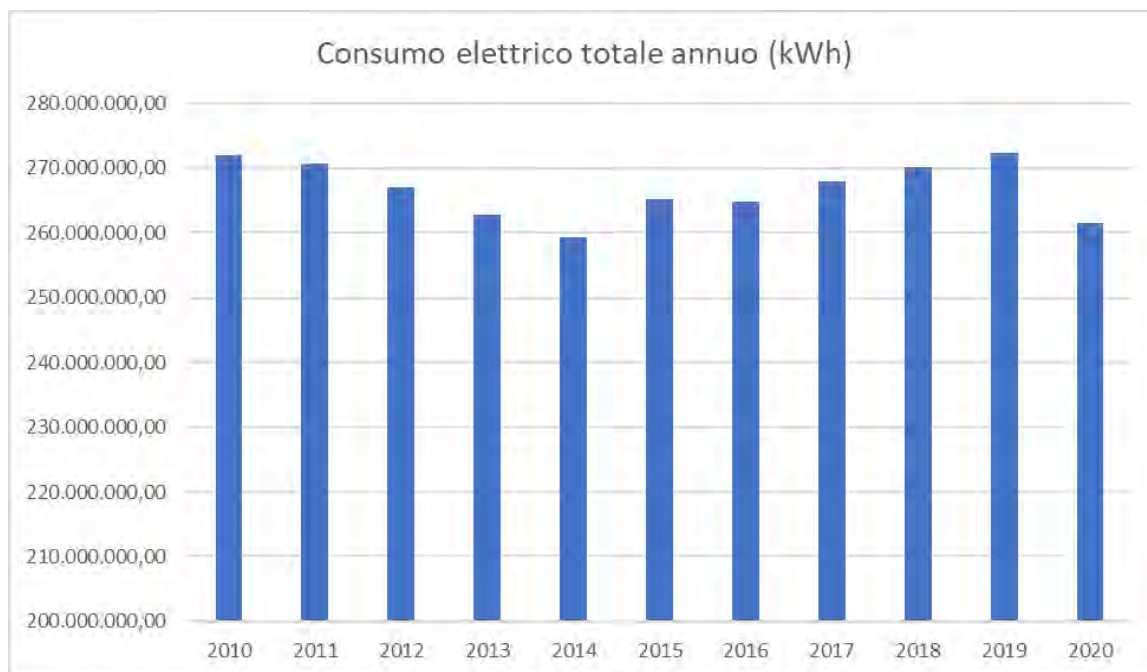
Consumi Gas naturale divisi per utenze, anni 2019-2022

Dai dati delle singole utenze si evince che il grosso dei consumi del gas tecnologico è imputabile a poche utenze; la tabella seguente riporta i dati relativi ai 20 più grandi consumatori di gas del 2022.

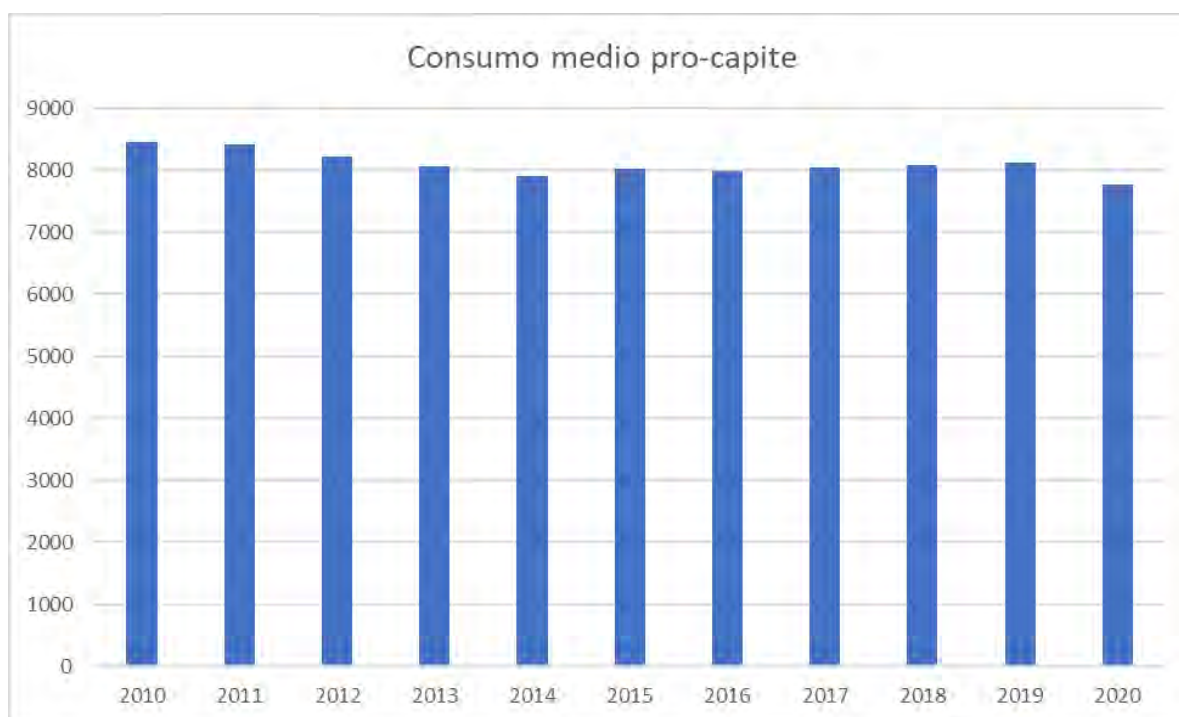
Posizione	Utenza	Consumo (Smc/anno)	% Fabbisogno	% Normalizzata sui 20 energivori
1	CARTIERA CIACCI S.P.A.	7.162.780	14,69%	42,58%
2	CERAMICA FAETANO S.P.A.	2.346.880	4,81%	13,95%
3	ASA SAN MARINO S.P.A.	1.675.648	3,44%	9,96%
4	SIT S.P.A. - STAMPA IMBALLAGGI TRASPARENTI	1.132.000	2,32%	6,73%
5	L.S. LAVANDERIA SAMMARINESE S.P.A.	786.700	1,61%	4,68%
6	ISTITUTO SICUREZZA SOCIALE	656.239	1,35%	3,90%
7	VALPHARMA S.P.A.	554.976	1,14%	3,30%
8	ALLUMINIO SAMMARINESE S.P.A.	376.903	0,77%	2,24%
9	ALUTITAN S.P.A.	342.170	0,70%	2,03%
10	COMITATO OLIMPICO NAZIONALE SAMMARINESE	255.287	0,52%	1,52%
11	COLOMBINI S.P.A.	244.237	0,50%	1,45%
12	ERBOZETA S.P.A.	211.141	0,43%	1,26%
13	COLOMBINI S.P.A.	194.650	0,40%	1,16%
14	AZZURRO GESTIONI S.R.L.	154.441	0,32%	0,92%
15	LABORATORIO CHIMICO-FARMACEUTICO SAMMARINESE BREVE	157.166	0,32%	0,93%
16	COLORIFICIO SAMMARINESE S.P.A.	132.916	0,27%	0,79%
17	HOTEL SERVICE S.R.L.	115.597	0,24%	0,69%
18	NUOVA GESTIONE S.R.L.	108.846	0,22%	0,65%
19	NUOVA GESTIONE S.R.L.	108.846	0,22%	0,65%
20	COLOMBINI S.P.A.	106.087	0,22%	0,63%
	<i>Totale 20 energivori</i>	16.823.510		
	<i>Totale incluso vettoriamento</i>	48.767.121		

3.2.2 Consumi energia elettrica

Nel periodo 2014 - 2020 la domanda complessiva di energia elettrica è risultata essere in continua crescita



Andamento consumi elettrici periodo 2010 – 2020



Consumi elettrici pro-capite periodo 2010 – 2020 (kWh/abitante)

In termini di potenza richiesta dal sistema, il periodo di maggior consumo è stato individuato il 3 luglio 2019 con una potenza di 52,05 MW.

Dal grafico sottostante si nota che, a differenza delle richieste di gas metano, fortemente legate all'utenza civile, l'andamento dei consumi elettrici dipende fortemente dalle richieste del settore industriale: gli avvallamenti all'interno dei grafici corrispondono infatti alle pause pranzo.



Consumo di picco di potenza elettrica totale nella Repubblica di San Marino (KW)

La tabella seguente riporta i 20 più grandi utilizzatori di energia elettrica del 2022.

Posizione	Denominazione	Consumo (kWh/anno)	% Fabbisogno	% Normalizzata sui 20 energivori
1	CARTIERA CIACCI S.P.A.	32.271.603	12,27%	30,26%
2	COLOMBINI S.P.A.	15.130.791	5,75%	14,19%
3	SIT S.P.A. - STAMPA IMBALLAGGI TRASPARENTI	10.797.854	4,10%	10,12%
4	ASA SAN MARINO S.P.A.	6.842.275	2,60%	6,42%
5	COLOMBINI S.P.A.	6.583.948	2,50%	6,17%
6	ALLUMINIO SAMMARINESE S.P.A.	3.931.739	1,49%	3,69%
7	VALPHARMA S.P.A.	3.554.330	1,35%	3,33%
8	ISTITUTO SICUREZZA SOCIALE	3.291.967	1,25%	3,09%
9	ALUTITAN S.P.A.	3.158.464	1,20%	2,96%
10	CERAMICA FAETANO S.P.A.	3.151.928	1,20%	2,96%
11	ERBOZETA S.P.A.	2.976.405	1,13%	2,79%
12	AZIENDA AUTONOMA DI STATO PER I SERVIZI PUBBLICI	2.583.106	0,98%	2,42%
13	ALFA SOLARE S.P.A.	1.973.040	0,75%	1,85%
14	LA BOTTEGA S.R.L.	1.593.623	0,61%	1,49%
15	SIT S.P.A. - STAMPA IMBALLAGGI TRASPARENTI	1.558.019	0,59%	1,46%
16	COLOMBINI S.P.A.	1.529.846	0,58%	1,43%
17	SIT S.P.A. - STAMPA IMBALLAGGI TRASPARENTI	1.485.436	0,56%	1,39%
18	AGENZIA SERVIZI TECNOLOGICI E RICERCHE - A.S.T.E.R	1.482.002	0,56%	1,39%
19	CENTRO COMMERCIALE SAN MARINO S.P.A.	1.396.068	0,53%	1,31%
20	LABORATORIO CHIMICO-FARMACEUTICO SAMMARINESE BREVE	1.361.505	0,52%	1,28%
<i>Totale 20 energivori</i>		<i>106.653.949</i>		
<i>Totale</i>		<i>263.101.539</i>		

Tabella: i 20 maggiori consumatori di energia elettrica del 2022

Dalla Tabella si nota che il più grande consumatore rappresenta da solo il 12,3% della domanda totale sammarinese di elettricità ed i 20 più grandi consumatori rappresentano assieme il 40,5% del fabbisogno.

3.2.3 Consumi idrici

Le problematiche relative ai consumi idrici non sono direttamente correlate alle tematiche energetiche ma si è comunque deciso di inserirne la trattazione nel PEN data l'importanza che queste rivestono per il paese.

L'approvvigionamento idrico è di fondamentale importanza per tutte le attività antropiche, industriali o civili.

La Repubblica non possiede abbastanza risorse idriche per soddisfare il fabbisogno sammarinese e pertanto deve ricorrere all'acquisto di risorse esterne, salvo in alcuni momenti dell'anno particolarmente piovosi.

Ad oggi l'Azienda Autonoma di Fatto per i Servizi Pubblici immette in rete circa 10.000 m³ di acqua potabile al giorno (variabile in funzione del periodo dell'anno da 8000 m³/giorno a 12.000).

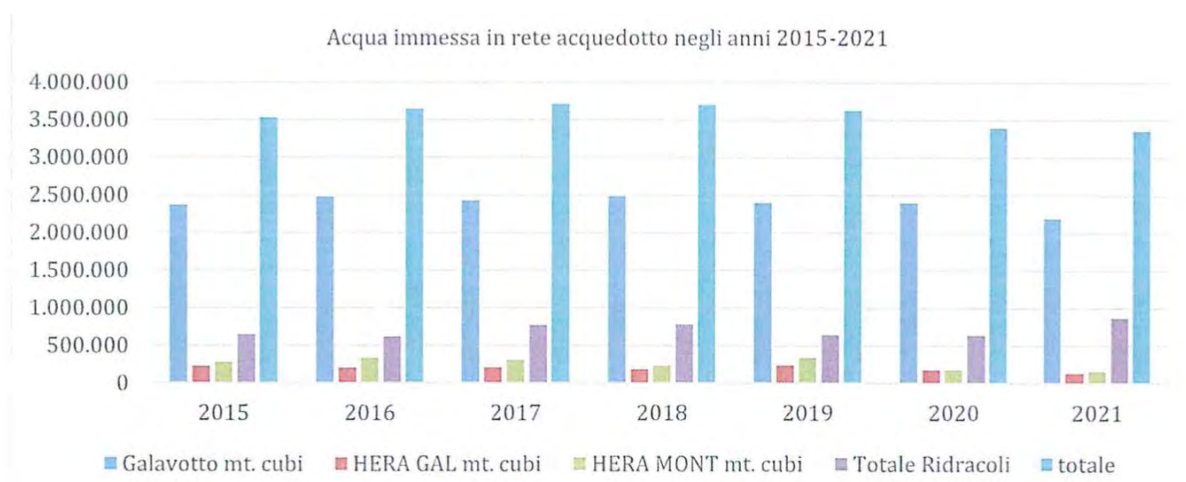
Di questi circa il 60-70% proviene dalla centrale di potabilizzazione di Galavotto, in cui vengono trattate acque provenienti dal fiume Marecchia per circa l'85% e da fonti interne al territorio sammarinese per il 15% circa. Il restante 30-40% dell'acqua distribuita in territorio viene acquistata dalla Società Gruppo Hera spa per circa il 5-10% e da Romagna Acque Spa per il rimanente 30% circa.

Anno	Galavotto (mc)	Gruppo Hera Galazzano (mc)	Gruppo Hera Monteolivo (mc)	Romagna Acque (mc)	Totale (mc)
2015	2.371.789	229.624	280.925	647.856	3.530.194
2016	2.478.064	210.083	335.661	620.061	3.643.869
2017	2.427.018	214.767	302.939	772.991	3.717.715
2018	2.490.177	190.678	234.599	784.337	3.699.791
2019	2.398.591	242.619	342.311	643.379	3.626.900
2020	2.400.063	178.789	177.768	639.021	3.395.641
2021	2.189.122	136.373	158.322	873.891	3.357.708
2022	2.207.428	136.672	196.093	642.338	3.182.531

Con la finalità di ridurre al minimo gli sprechi di questa risorsa strategica e dal forte valore etico, negli anni, sono stati fatti investimenti importanti per il monitoraggio delle reti idriche come:

- sistemi di telecontrollo e monitoraggio per misura in continuo delle portate
- sostituzione delle condotte più obsolete
- campagne periodiche nella ricerca di perdite su tutta la rete
- inserimento sulla rete di regolatori/riduttori di pressione

Il grafico seguente mostra l'andamento dei consumi di acqua suddividendoli per anno e per tipologia di utenza:



Anche in questo caso una quota rilevante dei consumi è imputabile a poche utenze; la tabella seguente riporta i 20 più grandi utilizzatori di acqua dalla rete pubblica, nel 2022. I loro consumi aggregati rappresentano il 17,02% dei consumi idrici totali sammarinesi.

Utente	Consumo (mc)	% di consumo sul totale
DIPARTIMENTO DELLA FUNZIONE PUBBLICA	124.836	3,73%
ISTITUTO SICUREZZA SOCIALE	75.773	2,26%
HERA S.P.A.	57.800	1,73%
COMITATO OLIMPICO NAZIONALE SAMMARINESE	50.246	1,50%
GE.CO. SERVIZI S.R.L.	31.154	0,93%
MARCHE MULTISERVIZI S.P.A.	31.096	0,93%
THE MARKET PROPCO S.R.L.	27.181	0,81%
AZIENDA AUTONOMA DI STATO PER I SERVIZI PUBBLICI	23.566	0,70%
SIT S.P.A. - STAMPA IMBALLAGGI TRASPARENTI	20.818	0,62%
CO.GE.CA. S.P.A.	13.507	0,40%
CAMST - LA RISTORAZIONE ITALIANA SOC. COOP. A R.L.	13.060	0,39%
VALPHARMA S.P.A.	12.796	0,38%
ENERGIA S.R.L.	12.650	0,38%
QUADRIFOGLIO SERVICE S.R.L.	12.417	0,37%
COLOMBINI S.P.A.	12.002	0,36%
ERBA VITA GROUP S.P.A.	11.954	0,36%
LABORATORIO CHIMICO-FARMACEUTICO SAMMARINESE BREVE	10.724	0,32%
FARMAGAN S.P.A.	9.978	0,30%
BUSCARINI MICHELE	9.096	0,27%
S.A.C.S. S.P.A.	8.876	0,27%

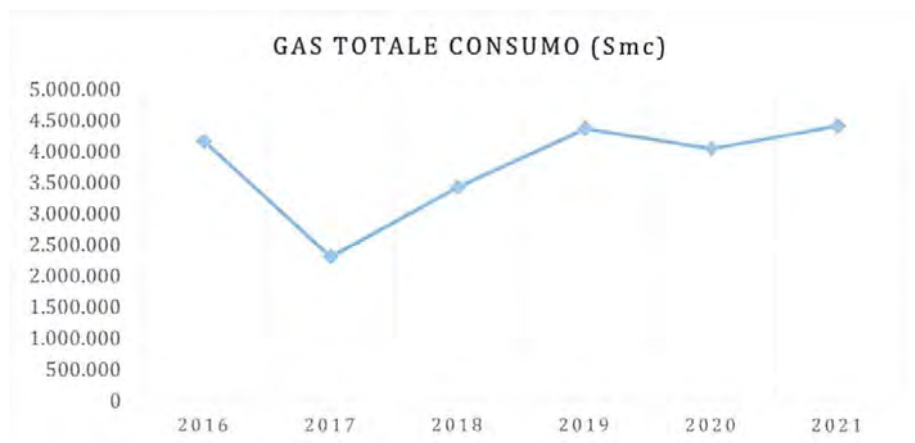
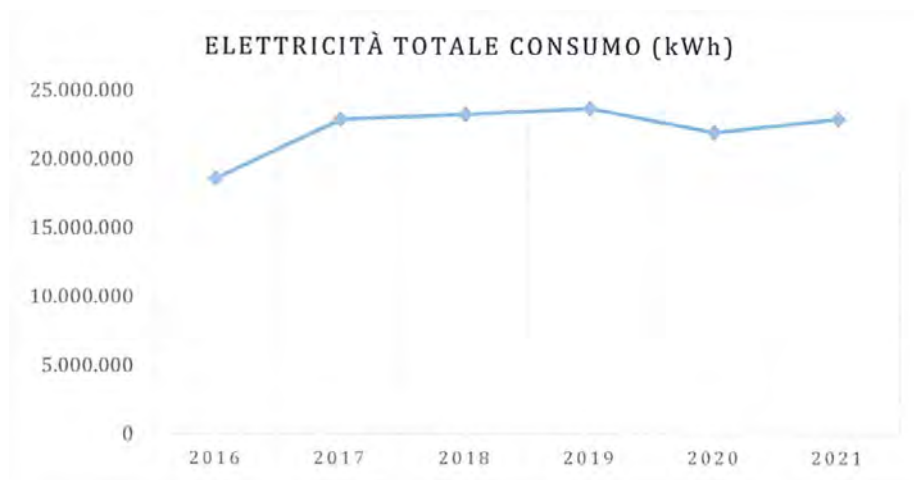
Tabella: i 20 maggiori consumatori di acqua del 2022

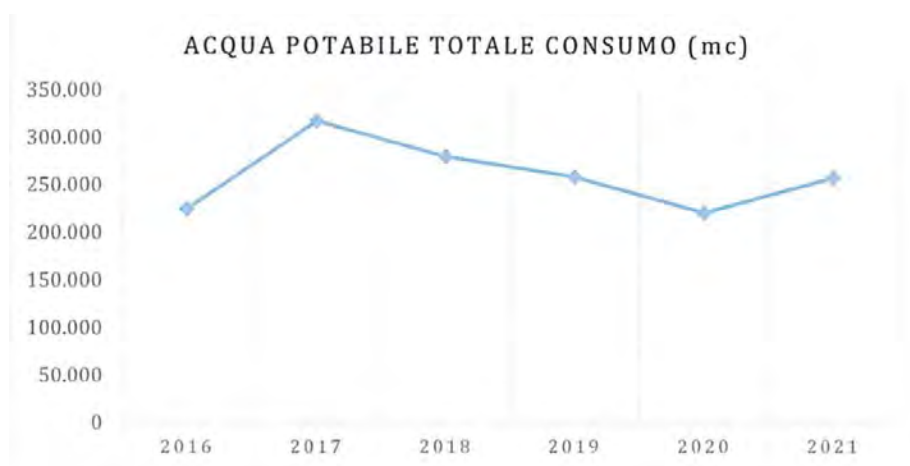
3.2.4 Consumi pubblica amministrazione

Un tema ricco di spunti di riflessione, sia per il suo valore documentale che per quello simbolico/strategico, è quello legato ai consumi della pubblica amministrazione.

Si riporta di seguito l'andamento dei consumi complessivi della pubblica amministrazione e settore pubblico allargato, negli anni dal 2016 al 2021, per elettricità, gas ed acqua potabile:

Anno	Elettricità TOTALE	Gas TOTALE	Acqua potabile TOTALE
	consumo (kWh)	consumo (Smc)	consumo (mc)
2016	18.589.053	4.167.040	224.585
2017	22.896.260	2.308.403	317.213
2018	23.269.974	3.431.687	279.815
2019	23.693.235	4.371.756	258.268
2020	21.948.410	4.056.721	220.474
2021	22.940.720	4.423.445	257.437





di seguito di riportano anche i dati ed i trend di consumo per le principali utenze della pubblica amministrazione:

Anno	Elettricità UNIRSM	Gas UNIRSM	Acqua potabile UNIRSM
	consumo (kWh)	consumo (Smc)	consumo (mc)
2016	296.410	65.122	510
2017	409.204	17.966	901
2018	372.353	40.293	713
2019	485.043	53.273	566
2020	400.297	49.059	601
2021	432.587	54.156	540

Anno	Elettricità PA	Gas PA	Acqua potabile PA
	consumo (kWh)	consumo (Smc)	consumo (mc)
2016	8.729.254	2.575.251	94.899
2017	10.578.757	1.233.275	139.018
2018	10.435.437	2.028.143	118.564
2019	10.189.668	2.550.265	124.624
2020	9.342.993	2.407.113	103.476
2021	9.810.534	2.597.600	114.210

Anno	Electricità ISS	Gas ISS	Acqua potabile ISS
	consumo (kWh)	consumo (Smc)	consumo (mc)
2016	3.266.719	1.007.012	73.404
2017	3.849.749	786.196	85.844
2018	3.764.134	845.416	95.876
2019	3.824.736	884.989	54.600
2020	3.615.063	815.258	51.448
2021	3.625.631	901.592	52.659

Anno	Electricità AASLP	Gas AASLP	Acqua potabile AASLP
	consumo (kWh)	consumo (Smc)	consumo (mc)
2016	177.893	95.702	7.311
2017	225.425	34.530	4.001
2018	229.762	62.742	1.594
2019	208.155	60.359	1.610
2020	187.997	56.151	1.834
2021	210.234	60.533	2.083

Anno	Electricità AASS	Gas AASS	Acqua potabile AASS
	consumo (kWh)	consumo (Smc)	consumo (mc)
2016	5.370.977	200.430	19.406
2017	6.831.339	104.287	51.883
2018	6.720.080	149.308	26.669
2019	6.607.280	162.840	33.276
2020	6.555.088	143.224	25.062
2021	6.694.742	143.024	18.081

Anno	Electricità CONS	Gas CONS	Acqua potabile CONS
	consumo (kWh)	consumo (Smc)	consumo (mc)
2016	747.800	223.523	29.055
2017	1.001.786	132.149	35.566
2018	1.748.208	305.785	36.399
2019	2.378.353	660.030	43.592
2020	1.846.972	585.916	38.053
2021	2.166.992	666.540	69.864

Come è possibile evincere dai dati precedentemente riportati il trend del consumo di energia elettrica del settore pubblico allargato è in aumento (fatta eccezione per la parentesi 2020 legata alla pandemia). Il consumo ad opera della pubblica amministrazione è in leggero calo, mentre negli anni è aumentata la richiesta da parte di A.A.S.S. (soprattutto per l'acquedotto di Galavotto) e del CONS.

Tendenzialmente anche il consumo del gas naturale è in aumento, soprattutto ad opera del CONS e dell'università mentre le altre utenze rimangono paragonabili negli anni.

Il consumo di acqua potabile ha fatto registrare, per quasi tutte le utenze un trend calante fino al 2021, dove il consumo è tornato a salire, soprattutto ad opera del CONS e della pubblica amministrazione.

3.3 Le tariffe energetiche

3.3.1 Tariffa gas naturale

I mercati energetici, come riportato nei capitoli precedenti, hanno raggiunto i massimi storici ed anche le previsioni forward hanno subito fluttuazioni considerevoli nei mesi scorsi, caratterizzati soprattutto da forte aleatorietà.

I prezzi di acquisto del gas naturale, particolarmente elevati per A.A.S.S., uniti al fatto che le tariffe del gas naturale non venivano adeguate dal 2013, hanno portato a numerosi assestamenti tariffari dell'Autorità per i servizi pubblici e l'energia nel 2021 e 2022.

Tutti questi fattori, uniti alle difficoltà riscontrate da A.A.S.S. nel reperimento della materia prima energetica e nel fissare le posizioni di consumo previste, hanno portato l'Autorità all'ultima delibera tariffaria n.1 del 21 Marzo 2023, che ha trasformato la tariffa del gas in indicizzata e non più fissa ed invariabile come in precedenza, nell'ottica di adeguarsi ai continui cambiamenti dei mercati.

Le attuali tariffe per il gas naturale sono le seguenti:

$$P = PSV DA + P_0 \text{ [€/Sm}^3\text{]}$$

dove:

$$P = \text{tariffa media all'utente finale [€/Sm}^3\text{]}$$

PSV DA "componente gas": è pari alla media mensile del prezzo PSV che corrisponde al prezzo del gas naturale all'ingrosso al PSV (Punto di Scambio Virtuale, punto di incontro tra domanda e offerta e hub di riferimento per la definizione del prezzo del gas all'ingrosso, amministrato dal Gestore dei Mercati Energetici italiano)

P₀ è lo Spread unitario e rappresenta il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti da A.A.S.S. e dell'utile del servizio di fornitura e distribuzione del gas naturale ed è composto dalle seguenti voci:

$$P_0 =$$

- + costi operativi unitari ed ammortamenti del servizio fornitura e distribuzione gas naturale
- + utile unitario A.A.S.S. del servizio di fornitura e distribuzione gas naturale
- + costi fissi unitari per la capacità di trasporto richiesti dal regolatore italiano
- + costi unitari per rischio mercato (sbilanciamento, profilo di consumo ed indice di acquisto vs. indice di vendita)
- restituzione quote fisse applicate in tariffa
- beneficio unitario derivante dalle coperture finanziarie

termine che, per l'anno 2023, viene definito pari a 0,310208 €/Sm³

Lo Spread medio Po verrà poi pesato in maniera differente per ciascuna categoria di utente e scaglione di consumo, mantenendo comunque invariato l'effetto economico complessivo come sopra calcolato, con l'obiettivo di premiare profili di consumo volti al risparmio energetico e le realtà economiche sammarinesi.

Le conseguenti tariffe diversificate, in vigore a partire dal 01/03/2023 sono le seguenti:

	Consumo Min	Consumo Max	Tariffa Attuale (€/Sm ³)	Ribaltamento Spread (%)	Tariffa in vigore a partire dal 1/3/2023 (€/Sm ³)
uso civile					
scaglione 1	1 (Sm ³ /anno)	510 (Sm ³ /anno)	1,032733	60%	PSV DA + 0,186125
scaglione 2	511 (Sm ³ /anno)	1.400 (Sm ³ /anno)	1,053182	80%	PSV DA + 0,248166
scaglione 3	1.401 (Sm ³ /anno)	5.100 (Sm ³ /anno)	1,073833	120%	PSV DA + 0,372250
scaglione 4	5.101 (Sm ³ /anno)	OLTRE	1,105111	140%	PSV DA + 0,434291
tecnologico primario					
scaglione 1	1 (Sm ³ /mese)	40.000 (Sm ³ /mese)	0,926783	80%	PSV DA + 0,248166
scaglione 2	40.001 (Sm ³ /mese)	80.000 (Sm ³ /mese)	0,916226		PSV DA + 0,248166
scaglione 3	80.001 (Sm ³ /mese)	OLTRE	0,905669		PSV DA + 0,248166
tecnologico secondario			1,027681	100%	PSV DA + 0,310208

3.3.2 Tariffa energia elettrica

Per le stesse motivazioni riportate in precedenza (raggiungimento dei massimi storici, aleatorietà dei mercati e difficoltà nel fissare posizioni di consumo), anche per l'energia elettrica ci sono stati diversi adeguamenti tariffari nel corso del 2021-2022, fino alla delibera n.8 dell'11 novembre 2022, che ha trasformato la tariffa in indicizzata e non più fissa ed invariabile come in precedenza.

Le attuali tariffe per l'energia elettrica sono le seguenti:

$$P = PUN + P0 \text{ [€/Smc]}$$

dove:

- **P = tariffa media all'utente finale**

- **PUN** è l'indice di riferimento per la componente energia e sarà pari, per ciascun mese solare di fornitura, alla media aritmetica del PUN (prezzo unico nazionale dell'energia elettrica) così come determinato dal Gestore dei mercati energetici italiano e pubblicato sul sito www.mercatoelettrico.org, nella sezione "statistiche" e sul sito dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente italiana (AERA)

- **P0 (spread unitario medio)**, così composto:

composizione P0 medio	€/anno	€/kWh
costi operativi	6.500.000	0,024364
utile complessivo servizio	6.000.000	0,022490
costi fissi trasporto	2.600.000	0,009745
sbilanciamento		
costo profilo	6.669.775	0,025000
differenza fra indice di vendita e struttura di acquisto effettiva		
restituzione corrispettivo potenza applicato in bolletta	-6.340.000	-0,023764
retrocessione coperture finanziarie	-10.000.000	-0,037483
Spread		0,020352

Lo spread medio, ora calcolato pari a 0,020352 €/KWh, viene poi pesato diversamente per ciascuna categoria di utenti e scaglioni di consumo, pur mantenendo invariati gli effetti complessivi dello Spread medio, tramite il seguente schema, riportante determinazione della componente energia a partire dal 1 gennaio 2023:

Tariffe in vigore dal 01/01/2023						
		tariffe attuali		tariffe aggiornate		
codice tariffa	descrizione	Corrispettivo di Potenza (€/kW)	Corrispettivo di Energia (€/kWh)	Corrispettivo di Potenza (invariato) (€/kWh)	ribaltamento o Spread	Corrispettivo di Energia (€/kWh)
domestico						
b2*	Potenza impegnata fino a 4.5 kW (primi 200 kWh mese)	0,880033	0,089450	0,880033	50%	PUN + 0,010176
b3*	Potenza impegnata fino a 4.5 kW (primi 200 kWh mese)	0,880033	0,189510	0,880033	150%	PUN + 0,030528
c1	c1) Potenza impegnata da 4.5 a 6 kW	1,200330	0,189510	1,200330	150%	PUN + 0,030528
d1	Potenza impegnata superiore a 6 kW (Previa dichiarazione tecnico abilitato che documenti l'installazione della pompa di calore)	1,300330	0,189510	1,300330	80%	PUN + 0,016282
d2	Potenza impegnata superiore a 6 kW senza pompa di calore	/	/	1,300330	150%	PUN + 0,030528
usi diversi						
a2	Bassa utilizzazione (< 60 kWh/kWmese) Potenza impegnata fino a 20 kW in BT	2,068649	0,203388	2,068649	130%	PUN + 0,026458
a3	Bassa utilizzazione (< 60 h /Wh/kWmese) Potenza impegnata oltre a 100 kW in MT	2,068649	0,162000	2,068649	73%	PUN + 0,014857
b2	Ridotta utilizzazione (< 95 kWh/kWmese) Potenza impegnata fino a 30 kW in BT	2,857250	0,183450	2,857250	115%	PUN + 0,023405

c2	Normale utilizzo (< 100 kWh/kWmese) Potenza impegnata fino a 100 kW in BT	5,165908	0,159368	5,165908	100%	PUN + 0,020352
d2	Normale utilizzo (< 200 kWh/kWmese) Potenza impegnata oltre 100 kW in MT	4,720177	0,126846	4,720177	56%	PUN + 0,011397
e2	Normale utilizzo (< 200 kWh/kWmese) Potenza impegnata oltre 100 kW in BT	5,664212	0,152226	5,664212	90%	PUN + 0,018317
f2	Alta utilizzazione (> 200 kWh/kWmese) Potenza impegnata oltre 100 kW in MT	6,491672	0,117908	6,491672	51%	PUN + 0,010380
g2	Alta utilizzazione (> 200 kWh/kWmese) Potenza impegnata oltre 100 kW in BT	7,790006	0,141484	7,790006	90%	PUN + 0,018317
h2	tariffa a fasce orarie** alta utilizzo (> 200 kWh/kWmese) Potenza impegnata oltre 100 kW in BT. il prelievo di energia nella fascia a tariffa ridotta (fascia 2) dovrà ammontare a non meno del 25% del prelievo totale ogni mese					
	fascia 1	7,790006	0,141484		90%	PUN + 0,018317
	fascia 2	7,790006	0,119526		45%	PUN + 0,009158

i2	tariffa a fasce orarie** alta utilizzazione (> 200 kWh/kWmese) Potenza impegnata oltre 100 kW in MT. il prelievo di energia nella fascia a tariffa ridotta (fascia 2) dovrà ammontare a non meno del 25% del prelievo totale ogni mese					
	fascia 1	6,491672	0,117908		51%	PUN + 0,010380
	fascia 2	6,491672	0,088431		25%	PUN + 0,005088
I	illuminazione pubblica	2,17	0,130000		100%	PUN + 0,020352

*

le vecchie tariffe domestiche a2 e a3, considerando il basso numero di utenze, sono state inglobate nelle tariffe b2 e b3

**

1 fascia: dalle 6:00 alle 22:00 dal lunedì al venerdì

2 fascia: dalle 00:00 alle ore 06:00 e dalle 22:00 alle 24:00 dal lunedì al venerdì e dalle 00:00 del sabato alle 24:00 della domenica

3.3.3 Tariffa servizio idrico integrato

Il servizio idrico integrato vive, nella realtà sammarinese, di dinamiche differenti rispetto ai precedenti servizi (gas naturale ed energia elettrica).

La richiesta di adeguamento tariffario, fatta pervenire all'Autorità di regolazione dei servizi pubblici e dell'energia da A.A.S.S., datata 17 novembre 2021, non si basa su un oggettivo andamento del mercato, bensì su una logica di ripianamento di una cronica perdita del servizio negli anni.

Anche in questo caso le tariffe erano ferme dal 2011, mentre le attuali sono state definite dalla delibera n.2/2022 del 31 marzo 2022.

Tariffe servizio idrico integrato

Uso domestico			
scaglione mc/mese	Tariffe in vigore dal 1/4/2022 €/mc	Tariffe in vigore dal 1/1/2023 €/mc	Tariffe in vigore dal 1/1/2024 €/mc
Quota fissa domestico	0,009378	0,010230	0,011083
fino a 6	0,526261	0,574103	0,621945
da 6 a 12	1,069374	1,166590	1,263805
da 12 a 18	1,643974	1,793426	1,942879
da 18 a 30	2,388417	2,605546	2,822674
oltre 30	3,003000	3,276000	3,549000

Uso domestico	
	Tariffe in vigore dal 1/4/2022 €/mese
Quota fissa per ogni apparecchio di misura ad uso domestico	0,338000

Usi diversi			
scaglione mc/mese	Tariffe in vigore dal 1/4/2022 (aumento del 5%)	Tariffe in vigore dal 1/1/2023 (aumento del 10%)	Tariffe in vigore dal 1/1/2024 (aumento del 15%)
Quota fissa altri usi	0,017613	0,018451	0,019290
fino a 10	1,513638	1,585716	1,657794
da 10 a 25	1,792573	1,877933	1,963294
oltre 25	2,042699	2,139971	2,237242

Usi diversi	
	Tariffe in vigore dal 1/4/2022 €/mese
Quota fissa per ogni apparecchio di misura ad uso domestico	0,598000

Tariffe smaltimento acque reflue

	Tariffa in vigore dal 1/4/2022 (C/m3)
Utenza domestica ed assimilata	0,909679
Utenza usi diversi	1,191350

3.3.4 Considerazioni sulle tariffe attuali

Come anticipato nei capitoli precedenti, per gas naturale ed energia elettrica, la volontà dell’Autorità di regolazione per i servizi pubblici e l’energia è stata quella di passare ad una tariffa di tipo indicizzato, con l’obiettivo di seguire l’andamento dei mercati energetici, rendendo possibile per A.A.S.S. l’approvvigionamento della materia prima direttamente dal mercato a pronti, non essendo possibile al momento fissare i profili di consumo previsti come avveniva in passato.

Entrambe le tariffe si presentano come somma di due termini: il costo indicizzato della materia prima ed uno spread che tiene conto degli utili di servizio, delle spese generali, dei possibili utili di natura finanziaria e di un fattore di rischio dovuto al disallineamento fra indice mensile ed approvvigionamento effettivo.

Mentre la prima voce risulta oggettiva ed emessa da un organo esterno (ARERA), per la definizione dello spread ci si è avvalsi delle previsioni di A.A.S.S. Non essendo attualmente disponibile uno storico di informazioni, sarà cura dell’Autorità verificare la veridicità di tale termine nel tempo ed eventualmente correggerlo semestralmente, così come previsto dalle delibere tariffarie.

Lo spread unitario è stato poi scomposto diversamente per ciascuna tipologia di utente e scaglione di consumo, con l’obiettivo di favorire comportamenti atti al risparmio energetico ed una miglior competitività per le imprese produttive sammarinesi.

Anche in questo caso, questioni di urgenza temporale, causate dall’andamento dei mercati energetici, hanno vincolato l’Autorità all’utilizzo dei precedenti scaglioni di consumo, non essendo presente uno storico di consumi basato su differenti criteri per la definizione dei consumi e che potesse permettere valutazioni differenti verificabili numericamente.

È però auspicabile una valutazione di tali scaglioni, basata su uno studio effettivo dei consumi e delle particolari condizioni dei cittadini sammarinesi. Dovranno essere effettuate analisi congiunte con A.A.S.S. con la finalità di ipotizzare diversi scaglioni di consumo, atti a diversificare le tariffe in base ai comportamenti degli utenti e che ad esempio tengano in considerazione il numero di componenti del nucleo familiare o la metratura degli alloggi.

È poi volontà dell’Autorità introdurre, entro il 2023, sia per energia elettrica che gas naturale, una doppia possibilità tariffaria, indicizzata e fissa, in modo da far scegliere ai singoli utenti (privati cittadini o imprese) il regime tariffario più adatto alle proprie esigenze.

Anche per quest’ambito è in corso un confronto con A.A.S.S. circa le tempistiche e modalità di eventuali passaggi da un tipo di tariffa e l’altra.

La tariffa per il servizio idrico integrato, invece, prevede già un aumento pianificato fino al 2024, come riportato nel capitolo precedente. L’obiettivo è sia quello di limitare quella che è una cronica perdita di esercizio di A.A.S.S. sia quello di sensibilizzare l’utenza ad un uso consapevole di una risorsa finita e fondamentale. Il fatto che fino ad oggi fosse venduta agli utenti a prezzi molto più bassi di quelli di acquisto, ovviamente, non contribuisce a tale incentivazione.

4. Stima della disponibilità di fonti energetiche rinnovabili nella Repubblica di San Marino

Relativamente alle analisi sulla disponibilità di fonti energetiche rinnovabili, quelle già sviluppate nei PEN precedenti restano valide.

I risultati dell'analisi si possono così riassumere:

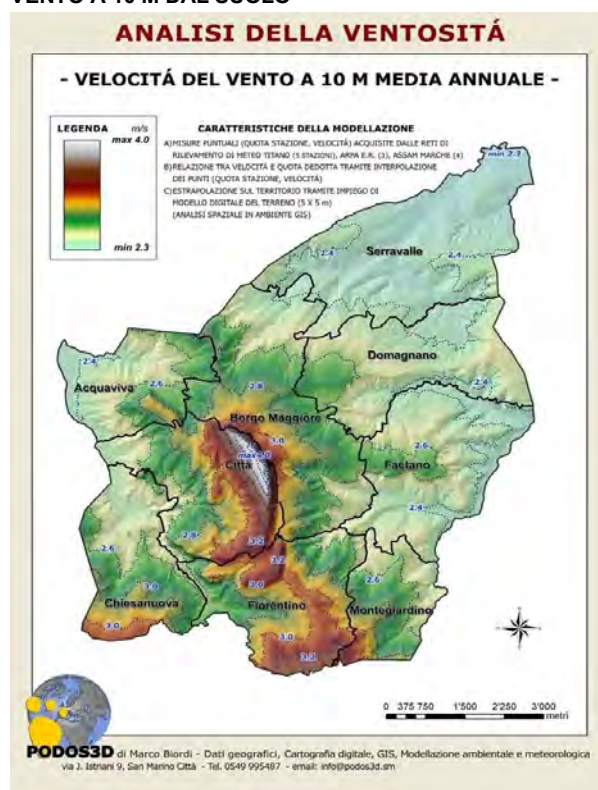
4.1 Energia solare

Il territorio sammarinese ha un'estensione limitata ma, quanto a soleggiamento, è molto diversificato a causa della sua vivace orografia. Per questo motivo l'energia solare non è disponibile ovunque in misura economicamente sfruttabile, dato che alcune zone presentano bassi valori di irraggiamento a causa della presenza di ostacoli orografici. I valori di irraggiamento solare calcolati tramite modellazione matematica su DEM (Digital Elevation Model) del territorio sammarinese sono riportati nel documento "PEN – Relazione Tecnica Piano Energetico della Repubblica di San Marino" del 2008, analisi tutt'ora valida e che qui non viene replicata. Una cartografia più completa si trova in allegato al D.D. 25 giugno 2009 n.88.

4.2 Energia eolica

In Repubblica non sono presenti impianti eolici e, a differenza della radiazione solare, la caratterizzazione dei siti dal punto di vista della ventosità non può essere eseguita unicamente per simulazione digitale. Sarebbe quindi necessario disporre di diverse stazioni anemometriche disposte in punti strategici del territorio e cumulare dati relativi a più anni consecutivi.

FIGURA 6 - MEDIA ANNUALE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO A 10 M DAL SUOLO



Per la Repubblica di San Marino è disponibile la sola elaborazione digitale riportata in Figura 5 che tiene conto di:

1. conformazione del territorio;
2. velocità media rilevata a 10 m di altezza da circa 50 stazioni posizionate nelle Marche, in Emilia-Romagna e in Repubblica.

4.3 Energia idroelettrica

Con le attuali tecnologie le potenzialità di sfruttamento delle risorse idriche per usi energetici sono decisamente limitate in Repubblica. L'unica realizzazione in quest'ambito di cui si discute è quella riportata nel paragrafo 5.2.1.5.

4.4 Energia da biomasse

L'analisi sviluppata nell'ambito del Piano Energetico Nazionale 2008-2011 (PEN1), considerava diverse criticità connesse al possibile sfruttamento delle biomasse derivanti dalle attività agricole e dalle colture arboree, stante la limitata estensione del territorio della Repubblica.

Nel PEN3, si riteneva però che la situazione si fosse nel frattempo modificata in misura significativa. Le scelte politiche e strategiche delle regioni circostanti, e in particolare dell'Emilia-Romagna, attribuiscono alle biomasse agricole e boschive grandi potenzialità, soprattutto in termini di conferimenti a impianti di taglia medio-piccola (dalle poche decine al centinaio di kWe) al servizio di industrie, consorzi agricoli, piccole comunità, etc. La Repubblica di San Marino potrebbe beneficiare notevolmente di tali scelte, soprattutto con l'installazione di piccoli impianti di gassificazione che possano sfruttare l'ampia disponibilità di biomassa legnosa e agricola dei Comuni italiani circostanti, producendo energia elettrica pulita per piccole aziende.

L'impiego di biomasse fermentabili per la produzione di energia elettrica da biogas merita poi una fase di studio approfondita, in relazione all'ipotesi di creazione di un impianto di depurazione a servizio dell'intero territorio della Repubblica.

5. Indirizzi energetici della Repubblica di San Marino - Azioni e strategie per il raggiungimento degli obiettivi

5.1 Azioni sulla produzione e l'approvvigionamento di energia

L'ambizioso obiettivo da sempre riportato nei precedenti PEN è quello di puntare all'indipendenza energetica della Repubblica di San Marino. Attualmente però il paese riesce a coprire solamente il 5,85% del fabbisogno nazionale tramite produzione da energie rinnovabili.

Secondo le stime di A.A.S.S., riportate nella "Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile" adottata nel 2023, è possibile puntare ad un 15% di produzione interna entro il 2027, principalmente mediante sviluppo del fotovoltaico privato e pubblico (meglio approfondito nei capitoli successivi). Per coprire il totale fabbisogno, anche nell'ipotesi del mantenimento degli attuali consumi (che sono, in realtà, in crescita), si dovrà reperire il restante 85% mediante interventi/investimenti fuori territorio.

Al netto di potenziali accordi commerciali (i cosiddetti PPA, "Power Purchase Agreement") e rimanendo sulla tecnologia fotovoltaica, questo corrisponderebbe ad investire 215 milioni di € per realizzare/assicurarsi le prestazioni di impianti per 160 MW di potenza, in grado di ottenere i 240 GWh necessari a coprire la restante quota del fabbisogno sammarinese.

Solo in questo modo, al momento, la Repubblica di San Marino potrebbe divenire autonoma e, auto-producendo l'intero fabbisogno interno, svincolarsi dalle logiche economiche fluttuanti dei mercati energetici.

Un futuro piano strategico che possa portare all'indipendenza energetica sammarinese ed alla stabilità del costo di approvvigionamento della materia prima è necessariamente da considerare al netto di PPA e vedrebbe i seguenti dati a bilancio:

	Capex diretti (ML Euro)	Fideiussioni (ML Euro)	Potenza PV (MW)	Produzione annua (GWh)	% fabbisogno
Territorio RSM	12	/	37,1	41	15%
Privato		/	27,5	30	11%
Pubblico	12	/	9,6	11	4%
Extra territorio	215	/	160	240	85%
Capex 1	65	/	50	85	30%
Capex 2	150	7	110	155	55%
Totale al 2027	227	/	197,1	281	100%

5.1.1 Eolico

Come riportato nel paragrafo 4.2, l'unico studio sul vento utilizzato finora, anche nei precedenti PEN, è di fatto una elaborazione al computer non basata su anemometri piazzati sul territorio sammarinese.

I risultati di quello studio, ripresi dai precedenti PEN, indicavano che nella maggior parte del territorio non vi è una velocità media sufficiente a garantire il funzionamento di un impianto eolico, assumendo una velocità minima necessaria di circa 5 m/s. Nelle zone in cui la ventosità è più elevata, le estremità del monte, potrebbe essere conveniente l'istallazione di rotor eolici di media potenza, il cui impatto ambientale (acustico e visivo) è però elevato.

Queste stime hanno sempre, di fatto, ostacolato una vera e propria iniziativa sull'eolico, a San Marino.

Nel frattempo, la tecnologia è avanzata. Oggi piccoli impianti eolici possono muoversi e produrre energia anche solo con 3m/s di vento.

Difficile, con ogni probabilità, pensare a un campo eolico in Repubblica, per questioni di ampiezza del territorio, di paesaggio e anche di quantità di vento a disposizione, ma un lavoro di incentivazione, informazione e valutazione di impianti di mini e micro-eolico andrebbe sicuramente portato avanti.

Si intende con Minieolico la produzione di energia elettrica da fonte eolica realizzata con l'utilizzo di generatori di altezza inferiore a 30 metri. Tali aerogeneratori possono essere al servizio di una utenza isolata non collegata alla rete elettrica o connessi sia per auto-produzione in scambio che per fornitura di energia alla rete. La differenza con il grande eolico risiede oltre che nella dimensione delle macchine, nella possibilità di operare economicamente con regimi di vento inferiori a quelli richiesti dalle grandi macchine industriali.

Per Microeolico si intendono impianti portatili, capaci di fornire anche meno di 1 kW a strutture come camper, cucine ed ospedali da campo, server e router wireless per computer portatili in spiagge o campeggi, barche a vela o yacht, ma anche come supporto ad altre fonti di energia di produzione domestica.

Si propone:

- una più accurata caratterizzazione del territorio dal punto vista della intensità, direzione e permanenza del vento con uno studio ad hoc realizzato con macchine installate sul territorio;
- l'individuazione di aree del territorio con indicazione del possibile dimensionamento di impianti eolici eventualmente produttivi.

5.1.2 Energia geotermica

L'energia geotermica è la forma d'energia dovuta al calore contenuto all'interno della sfera terrestre. Tale calore si manifesta con l'aumento progressivo della temperatura delle rocce con la profondità, secondo un gradiente geotermico, in media, di 3°C ogni 100 m di profondità. Alcune zone presentano gradienti più alti della media (9°-12°C ogni 100 m), a causa di anomalie geologiche o vulcaniche.

L'energia termica accumulata nel sottosuolo è resa disponibile tramite vettori fluidi (acqua o vapore), naturali o iniettati, che fluiscono dal serbatoio geotermico alla superficie spontaneamente

(geyser, soffioni, sorgenti termali) o erogati artificialmente tramite perforazione meccanica (pozzo geotermico).

Già nel PEN1 si parlava di sfruttamento dell'energia geotermica, con la possibilità di utilizzare il suolo come accumulatore termico sfruttando le sue caratteristiche di costanza della temperatura mediante impianti geotermici a bassissima temperatura. Il PEN1 addirittura stimava realizzabili entro il 2011 oltre dieci edifici di nuova costruzione serviti da sistemi a pompa di calore geotermica. Il PEN2 ridimensionava molto le aspettative e parlava di prevedere "forme di sostegno per questa tecnologia e che questa possa eventualmente trovare spazio in una o due realizzazioni per edifici pubblici. [È però] impossibile formulare previsioni in materia di sfruttamento dell'energia geotermica nell'ambito del PEN2".

Il Decreto Delegato 21 settembre 2009 n. 128 (poi applicato attraverso il Decreto Delegato 17 luglio 2012 n. 84), prevedeva, per impianti geotermici e di cogenerazione un contributo del 30%, se installati nell'ambito di interventi di riqualificazione energetica o impiantistica, e del 20% se installati in nuove costruzioni.

Nel 2011 sono state segnalate all'Autorità due realizzazioni in ambito privato di impianti a pompa di calore geotermica, l'una presso la sede dell'ANIS, per una potenza installata di 150 kW, dotata di 21 sonde geotermiche sino alla profondità di 120 m, l'altra presso la sede di Gualdicciolo dell'Asset Banca, della potenza di 40 kW. Non sono stati segnalati all'Autorità nuovi progetti o realizzazioni in questo settore, né in ambito privato né in ambito pubblico, nel corso del quadriennio 2012-2015.

Poiché nel territorio della Repubblica di San Marino non sono presenti fonti di acqua o vapore termali, ci si limita alla considerazione delle risorse geotermiche a bassa (30 - 70°C) e bassissima (10 - 30°C) temperatura, sfruttabili per impieghi di benessere sia in ambito civile che industriale.

Sebbene quanto visto qui sopra sia ripetuto anche nei PEN precedenti, di fatto non sembra esserci mai stata un'attenta analisi della possibilità, opportunità e fattibilità di individuare possibili installazioni di impianti geotermici, in modo da comprendere se sia opportuno incentivarne in qualche modo lo sfruttamento o se, essendo una risorsa di valore non rilevante, debba essere lasciata all'iniziativa dei singoli.

5.1.3 Cogenerazione

Il PEN1 considerava con particolare favore i sistemi di cogenerazione a metano, in grado di produrre congiuntamente energia elettrica e termica. Il piano prevedeva quindi lo studio di alcune di queste realizzazioni, relative sia a strutture statali che private, e, se del caso, l'installazione di centrali cogenerative presso tali strutture. Si ipotizzava che al 2011 potessero essere installati 5 MW elettrici da cogenerazione a metano, in grado di produrre 25.200.000 kWh/anno con un aumento dei consumi di metano pari a 3.090.000 Nm³/anno. Il PEN2 confermava questa visione ma "spostava" al 2015 l'ipotesi di realizzazione dei primi impianti.

Le previsioni dei PEN citati però non si sono realizzate e, a tutt'oggi, non risultano presenti impianti cogenerativi sul territorio della Repubblica. Il PEN3 individuava le ragioni di questo insuccesso in alcune cause:

- la tecnologia cogenerativa non ancora compiutamente matura all'entrata in vigore del PEN1 e le taglie di potenza disponibili si prestavano solo per grosse utenze;
- la mancanza di informazione e formazione dei tecnici di settore in materia;

- l'assenza di uno specifico Conto Energia per consentire il recupero del maggiore investimento attraverso la vendita all'A.A.S.S. dell'energia elettrica prodotta.

Anche nel pubblico, secondo il PEN3 candidato ideale per impianti di cogenerazione, il discorso non cambia. Nel corso del 2011 ha avuto termine la riprogettazione della centrale tecnologica dell'Ospedale di Stato, ipotizzando, tra le alternative, l'impiego di un sistema di cogenerazione a metano. Tuttavia, secondo quanto precisato dall'Ufficio Progettazione nella nota "Stato di Attuazione del PEN 2012-2015" del 23 aprile 2013, il progetto non è ancora finanziato e non si dispone di elementi certi in merito ai tempi di realizzazione dell'intervento. Non risulta che siano in corso di progettazione o di programmazione altre applicazioni cogenerative da parte della Pubblica Amministrazione o degli Enti di Stato di competenza.

Tutto questo nonostante la cogenerazione sia stata più volte inserita in norme di incentivazione. Il Decreto Delegato 21 settembre 2009 n. 128 (poi applicato attraverso il Decreto Delegato 17 luglio 2012 n. 84), prevedeva, per impianti geotermici e di cogenerazione un contributo del 30%, se installati nell'ambito di interventi di riqualificazione energetica o impiantistica, e del 20% se installati in nuove costruzioni. Inoltre, il Decreto Delegato 21 settembre 2010 n.158, stabiliva una nuova tariffa incentivante di 0.22 €/kWh per l'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione alimentati a biomasse, con durata del beneficio pari ad otto anni. A questi si aggiungono il Decreto Delegato 10 novembre 2014 n. 187, "Incentivi per l'effettuazione di interventi di riqualificazione energetica ed impiantistica degli edifici esistenti e per l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili o cogenerazione" e il Decreto Delegato 26 gennaio 2015 n. 5 "Incentivi per l'effettuazione di interventi di riqualificazione energetica ed impiantistica degli edifici esistenti e per l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili o cogenerazione".

Il PEN3, relativamente agli "Impianti di produzione di energia elettrica da fonti fossili" ricorda come il piano energetico tende a promuovere lo sviluppo e la diffusione di tecnologie a basso impatto ambientale e caratterizzate da alti rendimenti; per questo ribadiva di puntare sulla cogenerazione in quanto essa "rappresenta certamente una delle più efficienti modalità di sfruttamento dell'energia da combustione. In particolare, sono oggi disponibili sul mercato sistemi cogenerativi di taglia medio-piccola, corrispondenti alle esigenze energetiche di edifici condominiali, e anche di taglia minima (microcogenerazione). Esempi significativi di applicazione della tecnologia cogenerativa dovrebbero poi trovare spazio in edifici pubblici". Il PEN3 si chiudeva, su questo tema, chiedendo:

- un Decreto Delegato finalizzato a regolamentare in maniera esaustiva le modalità di dimensionamento, progettazione, installazione e conduzione degli impianti di cogenerazione;
- un Decreto Delegato rivolto ad incentivare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con particolare riguardo al controllo del corretto dimensionamento in funzione dei carichi elettrici e termici e alla conseguente quantità di energia residua riversabile in rete.

Nel corso del 2022, il Responsabile della Sezione Energia rendeva noto di recenti interessamenti da parte di alcune attività aziendali sammarinesi sul tema della micro cogenerazione. Per questo motivo, esponeva all'Autorità un testo coordinato sulla cogenerazione che raggruppa quanto normato dal Legislatore e deliberato dall'Autorità stessa.

Il Presidente dell’Autorità dava allora mandato di condividere tale testo sia con l’A.A.S.S. che con il Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente, al fine di raccogliere eventuali osservazioni o proposte risolutive sulla possibilità di dare inizio alle installazioni nell’ambito di interventi di carattere volontario di impianti di micro cogenerazione.

Tale discussione non si è però mai aperta e resta invece una priorità da mettere in campo. Inoltre, alla luce di quanto riportato, si ritiene di confermare le richieste di una esaustiva e incentivante normativa relativa a questi impianti, già contenuta nel PEN3.

Si ritiene inoltre opportuno e auspicabile realizzare uno studio di fattibilità per l’installazione di impianti in edifici pubblici maggiormente energivori, comprendente un’analisi costi e benefici.

5.1.4 Biomasse

La produzione di energia da biomasse è forse l’unica fonte di energia disponibile in tempi brevi in Repubblica, dopo ovviamente l’energia solare.

La gassificazione è la conversione per via termochimica di un combustibile solido in un vettore gassoso. La trasformazione avviene in un reattore stagno tramite un agente gassificante (solitamente aria, vapore od ossigeno) a temperature variabili da 900 a 1400 K. Il combustibile può essere biomassa ligno-cellulosica, per cui qualsiasi scarto agro-forestale contenente una buona quantità di lignina, cellulosa ed emicellulosa è potenzialmente gassificabile. Tramite la gassificazione si produce direttamente dalle biomasse un gas combustibile denominato syngas, composto essenzialmente da CH₄, CO, CO₂, H₂, H₂O ed N₂, oltre a piccole quantità di composti azotati quali HCN e NH₃. I sottoprodotti della gassificazione sono la carbonella residua (char) formata dalla cenere della biomassa e carbone inerte, catrami e acqua di condensa.

I principali utilizzi del syngas si hanno nei generatori di calore ad uso industriale, nei motori endotermici alternativi per generazione elettrica e CHP, nei cicli Brayton con turbine a gas, nelle celle a combustibile a carbonati fusi MCFC e ad ossidi solidi SOFC, nel processo Fischer-Tropsch per la generazione di bio-combustibili e nella trasformazione in metanolo nella filiera carbochimica.

La gassificazione rappresenta una soluzione in grado di contribuire alla generazione disseminata di corrente elettrica utilizzando i prodotti del territorio con un bilancio di gas serra in pareggio – la CO₂ assorbita dalle piante viene restituita all’atmosfera tramite la combustione - ed il recupero di biomasse residuali altrimenti irrimediabilmente perse. Oggi si constata una grande disponibilità di biomassa nei territori delle regioni italiane circostanti, in particolare per quanto riguarda residui agricoli e boschivi che abitualmente rappresentano importanti oneri economici di smaltimento, e che invece possono costituire combustibile efficace e di basso impatto.

Sia il PEN3 che la Voluntary National Review per l’Agenda 2030 considerano una strada praticabile l’energia da biomassa tramite impianti di gassificazione su piccola scala (non più di 100 kWe), che possono essere facilmente installati in piccole e medie imprese o in consorzi agricoli, con costi molto bassi, alti profitti e un impatto ambientale praticamente nullo.

Sebbene questa tecnologia sia già da lungo incentivata dalla normativa sammarinese, non risulta siano mai depositate domande d'incentivo di impianti a biomassa.

Si propone dunque di:

- elaborare un piano di implementazione di questa tecnologia che comprenda una campagna di informazione, considerando che questa tecnologia suscita spesso l'opposizione dell'opinione pubblica. Una efficace campagna di sensibilizzazione consente di informare e valutare costi e benefici per la comunità;
- attuare uno studio di fattibilità preliminare che valuti il potenziale impatto ambientale, economico ed energetico di un eventuale impianto a biomasse pubblico;
- solo in caso di esito positivo delle procedure di cui sopra, aggiornare la normativa di riferimento per rendere tali interventi realizzabili.

5.1.5 Idroelettrico

Dominato da terreni argillosi, caratterizzato da un indice di piovosità modesto, il Monte Titano è attraversato da pochi corsi d'acqua, a carattere prevalentemente torrentizio e di portata debole. Per questo, come è stato acclarato più volte, anche nei precedenti PEN, le caratteristiche orografiche sammarinesi non consentono lo sfruttamento di rilevanti risorse idroelettriche. Il PEN1 e il PEN2 prevedevano al più l'installazione di piccoli impianti idroelettrici a mero scopo dimostrativo. Allo stesso modo, il PEN3 non riteneva di assegnare priorità ad iniziative in ambito idroelettrico, anche se, in considerazione dello sviluppo delle tecnologie nel settore, potranno essere valutate installazioni di tipo domestico o a carattere sperimentale.

Il Decreto Delegato 84/2012 incentivava, ma senza conseguenza alcuna, gli impianti mini-idroelettrici di potenza nominale compresa tra 1 e 20 kW con un contributo a fondo perduto pari al 25 %.

Come riportato anche nella Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, anni addietro è stato effettuato uno studio di fattibilità per la realizzazione di un invaso di accumulo sul Rio San Marino. Si tratta di un invaso da 1,5 milioni di m³ in grado di sopperire alle attuali e future mancanze di fonti di approvvigionamento idrico della Repubblica ma, con l'utilizzo plurimo delle condotte di adduzione, si potrebbe affiancare al principale scopo idropotabile anche l'uso a fini idroelettrici, producendo quindi energia rinnovabile con un minimo investimento aggiuntivo, con una potenza di circa 150 kW.

Ai fini di questo PEN si ritengono sufficienti gli incentivi già previsti per il micro-idroelettrico, consapevoli che comunque non è una fonte di energia che possa aiutare più tanto nell'aumento della produzione interna di energia (infatti fino ad oggi impianti non ce ne sono).

Relativamente all'impianto di produzione di energia idroelettrica legato alla realizzazione dell'invaso sul Rio San Marino, analizzando la questione solo dal punto di vista energetico e lasciando ogni considerazione sulle esigenze idriche, non di competenza di questo documento, si ritiene che la produzione di energia sarebbe talmente limitata, da non controbilanciare gli impatti negativi dell'invaso stesso.

5.1.6 Fotovoltaico

In base alle valutazioni preliminari eseguite e in relazione alla tipologia dei siti analizzati, è possibile definire un criterio di priorità di implementazione e realizzazione degli impianti anche al fine di accelerare l'installazione di potenza.

Tenendo in considerazione la disponibilità delle aree, i relativi tempi autorizzativi e di realizzazione, gli interventi possono essere distinti in:

- A. Privato
 - ▶ coperture di edifici domestici, commerciali ed industriali
 - ▶ parcheggi
- B. Pubblico:
 - ▶ coperture di edifici
 - ▶ terreni
 - ▶ parcheggi

5.1.6.1 Fotovoltaico su edifici privati

Come riportato nel capitolo 3.1.3 (sviluppo delle FER allo stato attuale) il fotovoltaico presenta un trend in costante aumento in territorio sammarinese sia grazie alle politiche incentivanti intraprese sia a causa del particolare momento storico che stiamo vivendo da un punto di vista energetico. Gli attuali costi per l'energia elettrica, uniti ai prezzi attuali di un impianto fotovoltaico, hanno portato a tempi di ritorno degli investimenti piuttosto ridotti.

Al 31/12/2021 il fotovoltaico installato a San Marino produce il **4,97%** del fabbisogno totale [KWh FV/KWh fabbisogno], mentre per il 2022 le stime ammontano al **5,85%** del fabbisogno totale

È auspicabile il mantenimento del sistema di incentivazioni esistenti (detrazione d'imposta e conto interessi), nonostante si possa parlare, per questa particolare tecnologia, di auto-sostenibilità economica degli investimenti. Questo anche grazie ad incentivi di tipo sistemico attualmente presenti in Repubblica (scambio sul posto e scambio speciale sul posto) che, se correttamente tarati ed implementati, possono rappresentare in futuro l'incentivo più attraente per i privati. È verosimile ipotizzare i seguenti obiettivi nel periodo di validità del presente PEN:

Domestici PV tetti: incremento annuale di 1 MW rispetto ai 14 MW già installati;

Pot. installata a 5 anni	Prod. annuale	% fabbisogno
19 MW	21 GWh	7,4%

Commerciali ed Industriali PV tetti: 7,5 MW installabili;

Pot. installata a 5 anni	Prod. annuale	% fabbisogno
7,5 MW	8,2 GWh	2,9%

Parcheggi pensiline: 1 MW installabile;

Pot. installata a 5 anni	Prod. annuale	% fabbisogno
1 MW	1,1 GWh	0,4%

Tramite l'incentivazione ai privati è possibile coprire l'11% del fabbisogno nazionale complessivo del 5,85% già disponibile.

5.1.6.2 Fotovoltaico su edifici e terreni pubblici

Un ambito ad oggi scarsamente sfruttato ma che può rivelarsi strategico, anche per il proprio ruolo didattico/simbolico, è quello del fotovoltaico su edifici e terreni pubblici.

In quest'ottica, a febbraio 2022 è stato avviato uno studio da A.A.S.S. che ha considerato inizialmente tutti gli edifici di proprietà pubblica in Repubblica e ne ha fatto una prima selezione scegliendo quelli con superficie coperta di dimensioni sufficienti ad ospitare impianti fotovoltaici efficienti.

In questa fase le superfici sono state tratte dal sistema cartografico GIS, quindi valutando solo l'aspetto quantitativo in termini di m² e non qualitativo.

In seguito, con il supporto dei consulenti della società Key to Energy ha approfondito l'esame negli aspetti qualitativi delle coperture, considerandone morfologia, esposizione ed ombreggiamento, ed assegnando ad ogni edificio una quantità di potenza installabile in kilowatt di picco (Kwp).

Parallelamente all'indagine di cui sopra il Servizio Energia Elettrica ha valutato l'opportunità di considerare o meno gli edifici in relazione alla rete e le apparecchiature presenti nella zona circostante: si è valutato se le linee e le cabine elettriche esistenti avessero capienza sufficiente a trasportare e trasformare l'energia producibile e se la dimensione dell'impianto installabile giustificasse economicamente la creazione di nuove linee o cabine di trasformazione.

Dall'elenco sono stati eliminati gli edifici nei centri storici o di valore storico o monumentale, il risultato si riassume in gran parte negli edifici delle strutture scolastiche, in quelli degli impianti sportivi ed in alcuni in uso alle Aziende Autonome.

Lo studio descritto va necessariamente completato verificando le caratteristiche edilizie delle coperture in oggetto, quali ad esempio la portata delle strutture e l'impermeabilizzazione del manto, oggetto di una successiva fase di valutazione. Trattandosi di edifici di proprietà pubblica la verifica per essere efficace dovrebbe essere condotta dall'Azienda dei Lavori Pubblici con il supporto di A.A.S.S. per la parte impiantistica. È prevedibile purtroppo che alcuni edifici a seguito delle verifiche strutturali andranno espunti dalla lista, a titolo di esempio è probabile che le coperture degli edifici ospitanti il Patrimonio dello Stato ed il Macello Pubblico A.A.S.S. non siano adeguate ad accogliere impianti.

Stabilita la potenza installabile in Kwp si può prevedere la quantità di energia che sarà prodotta dagli impianti annualmente, applicando il coefficiente che descrive la produttività annua nella zona geografica di San Marino (pari a 1,3 MWh/kWp installato).

Nell'ultima colonna della tabella seguente sono riportati i valori dell'energia producibile su ogni singolo edificio in megawattora (Mwh/anno), per un totale producibile pari a 2.135 Mwh/anno.

N°	foglio	part.	descrizione	Area indicata GIS [mq]	FV installabile [kWp]	Produzione annua [MWh]
1	30	38	Magazzino Galavotto AASLP	2.005	203	263,9
2	4	89	Multieventi Sport Domus	7.592	185	240,5
3	4	97	San Marino Stadium tribune lato est	1.759	158	205,4

4	44	1	Scuole Fonte dell'Ovo	2.920	149	193,7
5	4	89	San Marino stadium tribunelato ovest	1.897	95	123,5
6	22	503	elementari Domagnano	1.782	80	104,0
7	16	187	palestra Acquaviva	1.461	74	96,2
8	13	521	palestra ex mesa Ciarulla	1.409	70	91,0
9	37	149	elementare Faetano	1.652	69	89,7
10	4	24	capannone CONS Galazzano	867	63	81,9
11	30	777	patrimonio Staio Valdragone	1.803	61	79,3
12	6	255	elementare Serravalle	1.559	53	68,9
13	21	123	A.A.S.S. Cailungo*	719	46	59,8
14	45	148	A.A.S.S. '9iene San Giovanni	1.235	41	53,3
15	5	12	elementare Ca Ragni	1.195	39	50,7
16	44	119	palestra Fonte dell'Ovo	1.217	33	42,9
17	31	376	ufficio affissioni	1.648	30	39,0
18	66	183	elementari Montegiardino	676	25	32,5
19	5	574	elementare Ca Ragni	633	25	32,5
20	22	901	materna Domagnano	719	23	29,9
21	40	158	materna San Marino	1.085	22	28,6
22	20	870	elementare Cailungo	2.000	21	27,3
23	16	259	A.A.S.S. macello	1.034	21	27,3
24	13	50	mensa Serravalle	906	20	26,0
25	62	376	scuole Fiorentino	733	20	26,0
26	27	113	mensa Gualdicciolo	531	16	20,8
TOTALI				41.035	1.642	2.135

Il fabbisogno energetico di San Marino nell'anno 2022 è stato di 286.941 Mwh; di questi 270.155 Mwh sono stati importati mentre 16.786 Mwh sono stati prodotti dagli impianti fotovoltaici presenti, pari al 5,85% dell'energia consumata.

Confrontando questi dati con l'energia producibile sulle coperture degli edifici pubblici ipotizzata al paragrafo precedente, otteniamo che quest'ultima inciderebbe sul fabbisogno totale per una quota pari allo 0,74%, che appare esigua, ma il contributo risulta più incisivo se rapportato all'energia attualmente prodotta da fonte rinnovabile, quest'ultima infatti aumenterebbe del 12,79%, passando dall'attuale 5,85% sul fabbisogno totale al 6,59%. Rapportando la produzione annua ipotizzata (2135 MWh) ai consumi elettrici dell'intera Pubblica Amministrazione nel 2021 (22.940 MWh, vedi capitolo 3.2.4), si evidenzia come tale intervento porterebbe alla copertura del 9,3% dei consumi elettrici pubblici.

E' opportuno rilevare che prevedibilmente negli anni a venire le percentuali sul fabbisogno energetico varieranno fortemente non in base all'aumento di energia rinnovabile prodotta, comunque incrementata in maniera significativa nel corso dell'ultimo anno in conseguenza della spinta a realizzare nuovi impianti a seguito dell'aumento delle tariffe energetiche, ma in conseguenza dell'aumento dei consumi; questi infatti sono in costante aumento, in media di 3.160 Mwh all'anno dal 2016 fino al 2022. Inoltre, le politiche internazionali di riduzione del ricorso ai combustibili fossili sposteranno i consumi dal gas naturale (anche per riscaldamento) e prodotti petroliferi (mobilità) all'energia elettrica, accelerando ulteriormente l'aumento dei consumi di quest'ultima.

In un tale scenario, l'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dovrebbe essere molto rilevante per tenere il passo con l'incremento dei consumi in relazione al fabbisogno totale.

Va inoltre sottolineato che un intervento di questo tipo assume un valore simbolico rilevante, trattandosi di un investimento pubblico volto alla produzione di energia da fonte rinnovabile.

Per quanto concerne la realizzazione di impianti a terra pubblici, nel caso sarà necessario uno specifico intervento normativo volto a consentire queste installazioni.

Terreni pubblici FV a terra: 8 MW installabili;

Capex	Pot. installata a 5 anni	Prod. annuale	% fabbisogno
9,5 ML	8 MW	9,6 GWh	3,4%

Parcheggi pensiline PV: 0,1 MW installabili.

Capex	Pot. installata a 5 anni	Prod. annuale	% fabbisogno
0,15 ML	0,1 MW	0,1 GWh	0,05%

Tramite investimenti su terreni ed edifici pubblici per circa 12 M€ in 5 anni è possibile coprire circa il 4% del fabbisogno di cui la maggior parte con interventi a terra.

Come riportato nel capitolo 5.2.1 questa potenziale copertura del 4% del fabbisogno energetico è fondamentale in un percorso che mira all'indipendenza energetica di San Marino.

5.1.6.3 Agrivoltaico

L'Art.18, comma 2, del D.D. 120/2014 vieta la disposizione di impianti fotovoltaici sui terreni agricoli. Non ci sono motivazioni esplicitate nella norma, ma queste sono comunque facilmente comprensibili in quanto, a fronte della ridotta possibilità di produrre energia verde sul territorio della Repubblica, si tutela il paesaggio e soprattutto si evita che i campi dedicati alla coltivazione, all'allevamento e alla produzione di cibo vengano sottratti per la produzione di energia.

Per quanto riguarda però almeno questa seconda possibilità è ormai fortemente in crescita e in pieno sviluppo la tecnica dell'agrivoltaico, ovvero l'installazione di impianti fotovoltaici "sopraelevati" che consentono di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

L'Italia, nel giugno del 2022 ha affrontato il tema con impegno e ha pubblicato le "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" redatto da un gruppo di lavoro coordinato dall'allora Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per l'energia, con lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico, sia per ciò che riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre tipologie di impianti agrivoltaici.

I sistemi agrivoltaici possono essere caratterizzati da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) e gradi di integrazione ed innovazione differenti, al fine di massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale), e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti.

Dal punto di vista spaziale, il sistema agrivoltaico può essere descritto come un “pattern spaziale tridimensionale”, composto dall’impianto agrivoltaico, e segnatamente, dai moduli fotovoltaici e dallo spazio libero tra e sotto i moduli fotovoltaici, montati in assetti e strutture che assecondino la funzione agricola, o eventuale altre funzioni aggiuntive, spazio definito “volume agrivoltaico” o “spazio poro”, come mostrato nella figura (tratta da Alessandra Scognamiglio, “Photovoltaic landscapes”: Design and assessment. A critical review for a new transdisciplinary design vision, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 55, 2016, Pages 629-661).



Un’analisi delle possibilità di installazione di impianti agrivoltaici nel territorio sammarinese andrebbe attentamente valutata e studiata, senza scartare a priori quella che di fatto è un’opportunità ulteriore di produzione interna di energia pulita e rinnovabile, che non inficia altri tipi di produzione agricola.

5.1.7 Incentivi per la produzione di energia da fonti naturali

5.1.7.1 Incentivi tributari

Si ritiene corretto il mantenimento dell’attuale sistema di incentivazione basato, principalmente, sulla detrazione d’imposta e su contributi in conto interessi.

Il meccanismo del fondo perduto non risulta infatti più né sostenibile per lo Stato, né aderente alle dinamiche di mercato che portano alcune tecnologie ad auto-sostenersi economicamente. Non è infatti un caso l’impennata che ha subito la curva di installazioni di impianti fotovoltaici per anno nel 2021-2022.

Indipendentemente dalle decisioni circa le percentuali di detrazione ammissibile, dipendenti da volontà politiche ed esigenze di sostenibilità del paese, si ritiene plausibile la definizione di percentuali diverse per ciascuna tecnologia FER, con la finalità di agevolare quelle che ancora non hanno attecchito in territorio ma che possono rappresentare un upgrade significativo nel panorama energetico del paese, come ad esempio la cogenerazione.

Si ritiene altresì corretto valutare attentamente gli anni per distribuire gli importi a base di detrazione, oltre a potenziali dinamiche di cessione del credito d'imposta, con l'obiettivo di rendere tali incentivi il più equamente possibile attrattivi per tutti i cittadini.

5.1.7.2 Tariffa di cessione in rete di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento

Negli anni passati gli incentivi più utilizzati sono stati quelli riportati nel paragrafo precedente (detrazione d'imposta e contributo in conto interessi) uniti agli incentivi a fondo perduto.

Si ribadisce qui la necessità di innescare un sistema virtuoso e sostenibile anche per lo Stato ed A.A.S.S.

In quest'ottica, qui ci si riferisce alla Tariffa di cessione in rete di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento (Tc), come regolamentata dall'art. 19, comma 1, lettera a) e dall'art. 23 della Legge 48/2014, attualmente in vigore per il meccanismo di cessione da parte di privati dell'energia auto-prodotta.

Si elencano qui alcuni punti che si ritiene debbano essere considerati:

- la Tariffa di cessione, stabilita su ammontare molto bassi – 0,040 €/kWh - da sempre, e fino al 2022 compreso, non è mai stata considerata appetibile dagli utenti privati a causa del suo valore nettamente inferiore sia al prezzo di acquisto dell'energia elettrica da parte di A.A.S.S. che, ovviamente, al costo finale dell'energia per gli utenti;
- nemmeno la cogenerazione ad alto rendimento, la cui energia in eccesso potrebbe essere ceduta in rete, ha mai attecchito in territorio;
- gli obiettivi di questo PEN, in aderenza alla strategia per l'Agenda San Marino 2030, prevedono un aumento dell'energia rinnovabile prodotta all'interno della Repubblica di San Marino; necessità resa ancora più urgente dallo stato di emergenza dei mercati dell'energia;
- un aumento dell'energia prodotta in Repubblica, venduta ad A.A.S.S. ad un prezzo inferiore a quello di acquisto attualmente definito nei confronti di fornitori esterni, potrebbe rivelarsi un primo passo verso lo svincolamento dell'Azienda stessa dalle attuali stringenti logiche dei mercati energetici. Il vantaggio deve risultare effettivo sia per chi cede sia per chi acquista (A.A.S.S.);
- a questo proposito, tramite delibera n. 2/2023 del 19 gennaio 2023 l'Autorità di regolazione per i servizi pubblici e l'energia ha deliberato all'unanimità di fissare per il 2023 la Tc al valore minimo fra 0,200 €/kWh ed il PUN del mese in oggetto, con le finalità di incentivare la produzione energetica da fonte rinnovabile.

Ciò considerato, si ritiene che l'Autorità di Regolazione per i Servizi pubblici e l'Energia debba regolarmente valutare una ridefinizione della Tariffa in oggetto affinché il suo valore non sia semplicemente simbolico, ma possa effettivamente costituire un incentivo alla produzione (e alla cessione) di energia rinnovabile.

5.1.7.3 Proposta per il ruolo futuro dello scambio speciale sul posto

È già stato a più riprese ribadito come la possibilità di scambio sul posto e di scambio sul posto in regime speciale costituisca per San Marino il vero incentivo sistemico alla produzione di energia rinnovabile.

Esso prevede infatti il saldo fra la quota di energia immessa in rete e l'energia prelevata dalla stessa, consentendo al soggetto di utilizzare anche altre aree di proprietà oppure il diritto in superficie, non necessariamente all'interno della particella catastale ove avviene il prelievo di energia elettrica, al fine di soddisfare il proprio fabbisogno energetico.

La rete pubblica gestita da A.A.S.S. si configura dunque come una batteria per il singolo utente, in grado di utilizzare, ad esempio, in periodo notturno od invernale, l'energia in surplus prodotta nel periodo estivo da fotovoltaico.

L'energia elettrica immessa costituisce infatti un credito energetico dal quale detrarre quella prelevata sulla base del periodo di fatturazione. Se nel periodo di fatturazione il saldo risulta positivo, l'energia elettrica prodotta in eccesso costituisce un credito energetico da utilizzarsi entro l'anno solare successivo.

Tale sistema presenta però dei limiti:

- in caso di eccesso di produzione il credito energetico può essere sfruttato nell'anno solare successivo ma, non avendolo ad esempio utilizzato in un dato anno, è probabile che questo non avvenga nemmeno in quello successivo;
- questo porta ad un comportamento, da parte dell'utente privato, di calcolare l'impianto il più aderente possibile alle proprie esigenze di consumo, indipendentemente dalle proprie disponibilità di superficie ed economiche;
- un eventuale "avanzo" del credito energetico può anche portare l'utente privato a comportamenti energivori e contrari ai principi del risparmio energetico.

Può quindi affermarsi che lo scambio sul posto si costituisce come incentivo per l'installazione di un impianto tarato sulle esigenze del singolo utente, ma non porta a sfruttare al massimo le potenzialità di installazione, quando esse sono maggiori delle esigenze di consumo dell'utente stesso.

Per questo motivo si ritiene che possa essere apportata un'implementazione a tale regime, permettendo la cessione, in caso di saldo positivo fra quota di energia immessa in rete e energia prelevata al termine dell'anno solare, dell'energia in eccesso istituendo una nuova tariffa, non necessariamente uguale alla Tc attualmente in vigore.

La nuova tariffa dovrà essere tarata per essere contemporaneamente più bassa dei costi di approvvigionamento energetico di A.A.S.S. (garantendo un guadagno pubblico ed uno svincolamento dalle dinamiche dei mercati energetici) ed appetibile per il privato, garantendo, negli anni di utilizzo dell'impianto, un utile oltre l'ammortamento della quota parte aggiuntiva di impianto.

In tal caso potrebbero verificarsi le seguenti condizioni:

- . un utente privato, con disponibilità economiche e di superficie in surplus rispetto al proprio fabbisogno, potrebbe investire in un sovra-dimensionamento dell'impianto grazie al ritorno economico garantito dalla cessione dell'energia in surplus;
- . verrebbe premiato un comportamento volto al risparmio energetico poiché questo porterebbe all'aumento del saldo energetico del privato;
- . si incentiverebbe ulteriormente la produzione di energia da fonti rinnovabili, contribuendo allo svincolo dalle dinamiche dei mercati energetici;
- . per la quota parte di energia in surplus A.A.S.S. sarebbe in grado di acquistare dal privato ad un prezzo inferiore rispetto a quello del mercato a pronti, contribuendo alla stabilità dell'azienda.

Altro aspetto da non sottovalutare è quello legato al fatto che una maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili potrebbe trovare riscontri anche nelle tariffe dei singoli cittadini, indipendentemente dall'installazione o meno di impianti FER. Le attuali tariffe si basano infatti su stime di acquisto dell'energia da parte di A.A.S.S. ma, qualora una parte significativa venisse acquistata in territorio, non sarebbe più corretto applicare al 100% dell'energia elettrica venduta una tariffa piena calcolata sul PUN nazionale italiano. Il prezzo dell'energia potrebbe infatti venire calcolato proporzionalmente.

5.1.7.4 Proposta per uno Stato solare

Le Società Energetiche così come pensate e istituite dall'Art. 36 della Legge 48/2014 non hanno preso piede in Repubblica, probabilmente non tanto per una mancanza della legge e del concetto stesso incluso, ma forse perché i sistemi incentivanti, in particolare lo scambio sul posto e lo scambio a distanza rispondono già molto bene alle esigenze dei cittadini e come incentivi allo sviluppo di impianti fotovoltaici.

Ciononostante, proprio mentre scriviamo, la discussione su come incentivare e introdurre forme diverse di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) a San Marino è in corso. Per questo il contributo e l'esempio di chi ha costruito un modello "alternativo" di CER, che funziona, e bene, parallelamente alle CER stesse, può essere illuminante e produttivo.

Riportiamo quindi qui sotto, integralmente, il contributo del prof. Setti dell'Università di Bologna, creatore della Comunità Solare di Medicina (BO), nata oltre 10 anni fa, e che ora "esporta" il proprio modello in molte altre città italiane.



NOTA PER IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE PER TRASFORMARE LA REPUBBLICA DI SAN MARINO IN UNO STATO SOLARE CIOE' ALIMENTATO 100% ENERGIA RINNOVABILE

Prof. Leonardo Setti – Dipartimento di Chimica Industriale "Toso Montanari" dell'Università di Bologna e Presidente del Centro per le Comunità Solari

Lo scenario 100% Rinnovabili (100R) fa parte della letteratura tecnica sulla transizione energetica almeno dal 2009, quando la nota rivista Scientific American dedicò la copertina a uno studio di Mark Jacobson (università di Stanford) che lo proponeva per primo; da allora questo approccio si va diffondendo a varie scale, sia globale che nazionale che locale, come dimostrano diversi contributi disponibili in rete e sulle riviste specializzate (v. riferimenti tecnici).

Lo scenario 100R prevede la totale elettrificazione del sistema energetico, per esempio italiano, o ancor meglio europeo e globale, con la sostituzione di tutte le fonti fossili oggi utilizzate con le sole fonti rinnovabili, in particolare con il fotovoltaico, l'eolico e l'idroelettrico. Secondo Jacobson e

collegi, anche il nucleare e le biomasse sono da escludere da questo scenario, così come la cattura e lo stoccaggio della CO₂, in quanto inutili e/o dannosi. L'elettrificazione di massa è indispensabile e strettamente necessaria perché solo le tecnologie rinnovabili maggiormente diffuse come fotovoltaico, eolico e idroelettrico riescono a produrre enormi quantità di energia elettrica che può essere facilmente trasformata in energia meccanica e calore.

I tempi previsti per l'attuazione della conversione a 100R sono dell'ordine di 10 anni per arrivare a circa due terzi del lavoro di trasformazione, mentre la completa trasformazione dovrebbe avvenire entro il 2050, se non addirittura prima, al fine di ottemperare al dovere di annullare l'impatto umano sul clima terrestre prima che questo diventi irreversibile e disastroso.

I consumi energetici attualmente soddisfatti da fonti fossili sono sostanzialmente suddivisi in pochi macro settori quali i trasporti su strada, il riscaldamento degli edifici, la produzione di energia elettrica e l'industria. Per ognuno di questi settori lo scenario prevede un'opportuna transizione, per esempio per quanto riguarda i trasporti lo scenario prevede la completa elettrificazione del traffico sia delle persone che delle merci non solo su ferro ma anche su strada.

Per quanto riguarda invece gli edifici si configura la transizione attraverso la coibentazione degli involucri e la sostituzione delle caldaie a gas con pompe di calore di vario tipo, dal geotermico all'aria-aria, con alimentazione da fotovoltaico ed eventuali batterie.

Per quanto riguarda invece la generazione elettrica, naturalmente si propone lo spegnimento progressivo delle centrali termoelettriche e la loro sostituzione con abbondanti e molto diffuse fonti rinnovabili. Il più recente lavoro di Jacobson e colleghi (2022) per l'Italia prevede di decuplicare le installazioni attuali di fotovoltaico e di eolico incluso quello marino (da circa 30 a circa 300 GWp).

Potenze di picco (GWp) installate in Italia al 2020 e valori necessari per lo scenario 100% rinnovabili al 2050 a confronto con l'Europa.

Year	Onshore wind	Off-shore wind	Residential rooftop PV	Comm /govt rooftop PV	Utility PV	CSP with storage	Geothermal -electricity	Hydro power	Wave	Tidal	Solar thermal	Geothermal heat
2020 Italy	10.85	0	4.319	4.319	12.956	0.006	0.797	14.91	0	0	3.3	1.43
2020 Europe	184.9	25.02	32.23	32.23	96.68	2.321	0.896	166.3	0.0001	0.243	39.2	31.6
2050 Italy	126.5	35.5	39.1	40.6	60.2	4.7	1.0	14.9	1.2	0.1	3.3	1.43
2050 Europe	1,174	450.0	337.8	500.7	1,109	16.2	3.2	166.3	4.8	5.6	39.2	31.6

Jacobson et al., 2022. Schede per l'Italia e altri 144 paesi reperibili nel sito <https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/WWS-145-Countries.html>

Più complessa e dilatata nel tempo sarà invece la transizione al 100R nei settori industriali: si prevede ad esempio la sostituzione del gas con l'idrogeno verde in siderurgia e nel cementiero.

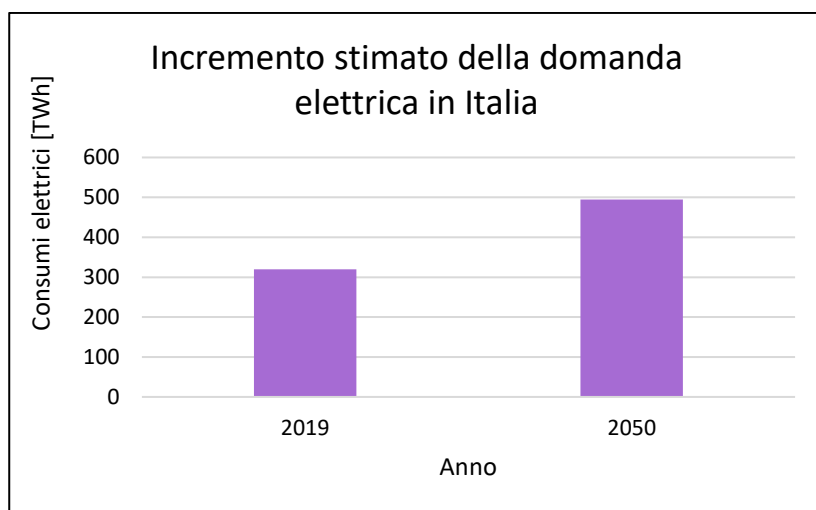
Tutto il sistema elettrico rinnovabile così congegnato appoggia su abbondanti risorse di accumulo elettrico di tipo gravitazionale, es. serbatoi montani per i pompaggi, e di tipo elettrochimico (batterie al litio e di altro tipo), ma sono in via di sviluppo altri tipi di stoccaggio da parte sia dell'industria che della ricerca finalizzata.

Uno studio recente realizzato presso l'Università di Bologna nel gruppo di ricerca del prof. Leonardo Setti e in corso di pubblicazione ha sviluppato un simulatore orario basato sulle caratteristiche di trasmissione dell'attuale rete nazionale e sui valori di irraggiamento reale per l'anno 2019 in cui si analizzano due scenari al 2030 e 2050. I dati di implementazione delle rinnovabili sono quelli credibili e già realizzati negli anni 2010 e 2011 considerando misure idonee a far ripartire il conto energia sotto forma di comunità energetica nazionale.

Questo simulatore può essere poi adattato a qualsiasi realtà locale, compresa la realtà di San Marino.

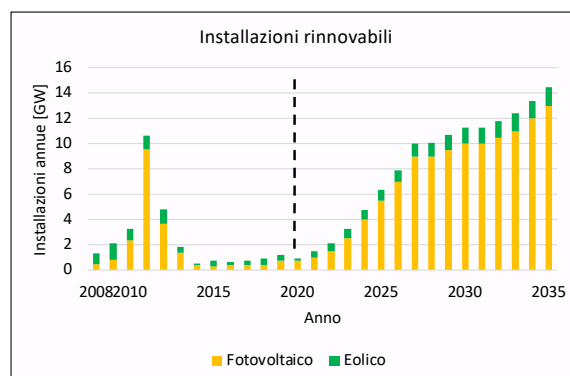
Il design della rete del futuro si basa su tre pilastri:

- **Aumento della domanda elettrica**, dovuta all'elettrificazione degli usi energetici come trasporti e riscaldamento per un migliore efficientamento
- **Sistemi di Accumulo** per stabilizzare una rete con forte penetrazioni di fonti non programmabili
- **Adeguamento linee di trasmissione** per equilibrare i mismatch tra le zone di produzione (Sud) e quelle di consumo (Nord)



In particolare, in Italia si prevede di lavorare esclusivamente con fotovoltaico ed eolico che saranno i due motori della transizione energetica. L'ipotesi è di tornare ad installare circa 10 GW/anno di fotovoltaico e 1 GW/anno di eolico, come fatto nel 2011 puntando a raggiungere i Paesi Europei più intraprendenti.

Dati di input	Potenza installata 2019	Potenza installata 2035
Fotovoltaico Commerciale	19,28 GW	69 GW
Fotovoltaico Utility scale	1,52 GW	69 GW
Eolico onshore	10,68 GW	18,4 GW
Eolico offshore	0 GW	4 GW
Batterie	0 GW	83,3 GW



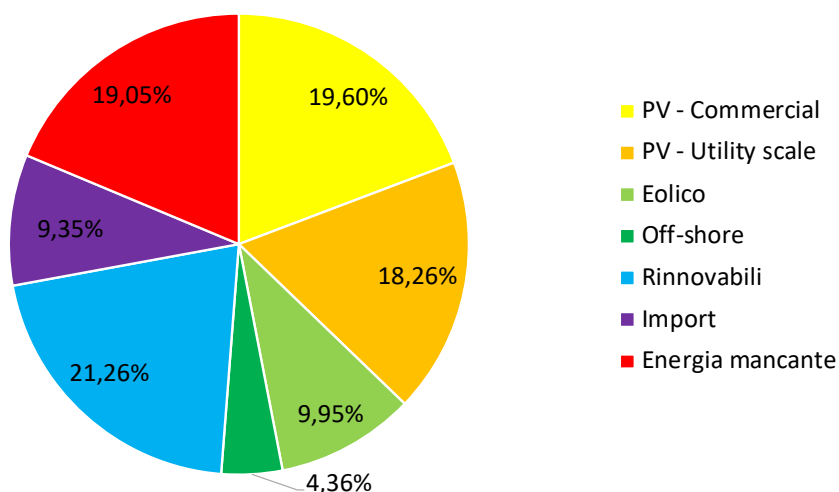
Nello studio è stata valutata l'importanza di diverse variabili tra cui il ruolo degli accumuli e l'importanza della disposizione geografica degli impianti rinnovabili.

Gli accumuli considerati sono di tre tipologie differenti: impianti idroelettrici a pompaggio, batterie per l'accumulo di rete e batterie retail gestite dagli utenti stessi. Gli impianti a pompaggio vengono mantenuti allo stesso valore attuali di 8 TWh annui accumulabili. Per quanto riguarda le batterie invece è l'utente che può inserire il quantitativo che desidera e le caratteristiche che preferisce.

Ciascun impianto funziona su un livello di tensione differente e può assumere valori di energia accumulabile e potenza erogabile decisi dall'utente.

Il risultato ottenuto nel suo complesso è già positivo al 2035, con circa il 20 % di energia mancante da rinnovabile che si prevede di soddisfare in questa fase transitoria con centrali a gas, mentre l'importazione rimane uguale alla situazione attuale. Questo significa dimezzare la dipendenza da combustibili fossili nonostante un aumento della domanda elettrica.

Mix Produzione 2035

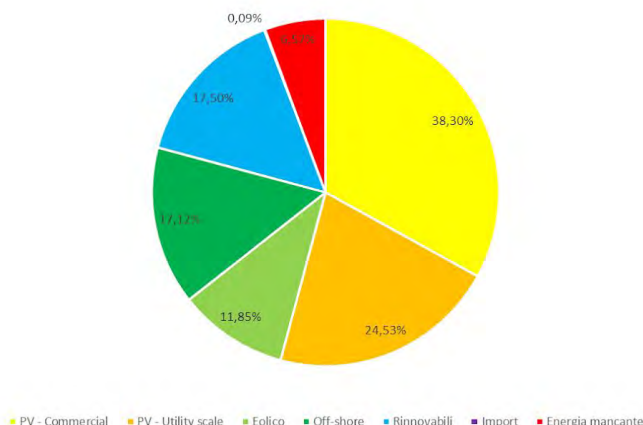


Attraverso l'analisi svolta è possibile quantificare i costi ed i benefici che questo scenario offre, determinandoli in **65 €/MWh** il LCOE (Levelized Cost Of Energy) del sistema nel suo complesso e in **230 Mton di CO₂ eq** le emissioni abbattute pari al **57%** del valore attuale, superando gli obiettivi definiti in sede europea.

È stata realizzata anche una proiezione delle ipotesi fatte in precedenza estendendole fino al 2050, con una elettrificazione giunta a completamento. Anche in questo caso non si prevede di variare la potenza installate delle altre fonti, ma solo di fotovoltaico ed eolico.

Dati di input	Potenza installata 2035	Potenza installata 2050
Fotovoltaico Commerciale	69 GW	169 GW
Fotovoltaico Utility scale	69 GW	108 GW
Eolico onshore	18,4 GW	31,4 GW
Eolico offshore	4 GW	29 GW
Batterie	83,3 GW	166,7 GW

Mix Produzione 2050



In questo scenario le comunità energetiche in bassa tensione riguardano una potenza di 108 GWp di fotovoltaico installato e sono comprensive di autoconsumo collettivo e sistemi di accumulo collettivi cioè circa 130 TWh che corrisponderebbero al 70-80% del fabbisogno in BT.

Per questo motivo in regione Emilia-Romagna si sta proponendo una proposta di legge popolare che ha raccolto le 5000 firme necessarie da parte della Rete per l'Emergenza Climatica e Ambientale

(RECA) per poter essere discussa in Assemblea Legislativa in cui si prevede che il 70% del fabbisogno energetico debba essere coperto dalla produzione di energia rinnovabile su scala locale.

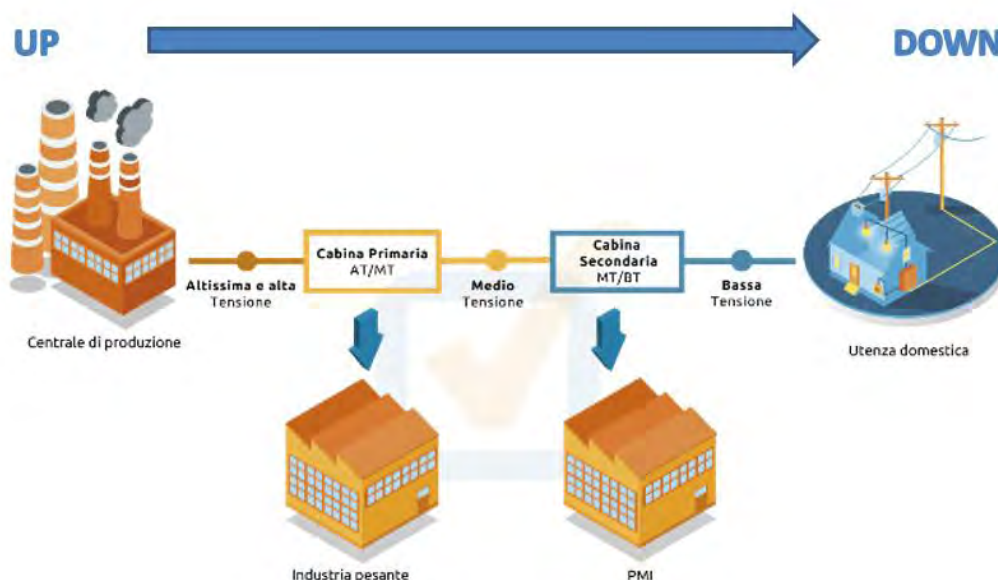
La proposta per San Marino: un'unica grande comunità energetica nazionale

Le comunità energetiche rinnovabili (CER), istituite in Italia dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 16 settembre 2020 non sono, tranne rarissime eccezioni, mai partite veramente, sia perché mancano ancora i Decreti attuativi, sia perché presentano alcuni problemi: il primo è che gli incentivi sono prelevati da un fondo dello Stato, tramite il MITE, e sono, di fatto, abbastanza contenuti (premio di 0,26 euro/kWh autoconsumato collettivamente). Il secondo problema è dato dalla governance delle CER che per costituirsi hanno bisogno di risultare come delle associazioni, di fatto, dotate di uno statuto e con alcuni prevedibili costi di gestione.

In base alle valutazioni riportate più sopra per l'Italia si potrebbe estendere l'approccio strategico anche alla Repubblica di San Marino che, date le sue dimensioni contenute, **può darsi l'obiettivo credibile di coprire il proprio 70% del fabbisogno attraverso le risorse reperibili all'interno dello Stato** e coprire il 30% attraverso tramite rinnovabili ubicate sul suolo italiano tramite la rete di alta tensione.

La rete di distribuzione dell'energia elettrica è strettamente interconnessa a quella italiana sia come configurazione radiale (alta tensione, media tensione e bassa tensione gestite attraverso cabine primarie e secondarie) sia come funzionamento up-down.

L'apporto dell'energia rinnovabile su scala locale e in particolare attraverso l'alimentazione diretta in bassa tensione di tutti gli impianti inferiori a 200 kW permette di cominciare a saturare la rete zonale fino a spingere le cabine secondarie di bassa tensione all'inversione di flusso. Attraverso questa inversione di flusso, la rete radiale di distribuzione comincia a cambiare verso di alimentazione che da up-down diventa bottom-up.



La stabilità della rete è però strategicamente dipendente dall'utilizzo di sistemi di accumulo in particolare quelli elettrochimici che hanno rendimenti superiori al 90% rispetto a quelli gravimetrici, legati al pompaggio idroelettrico, del 70% e di quello di accumulo chimico in idrogeno del solo 30%.

Il mercato elettrico italiano così come quello di San Marino hanno forti similitudini e sono stati definiti negli anni '60 per gestire una rete up-down alimentata dalle grandi centrali termoelettriche e quelle idroelettriche.

La Repubblica di san Marino è da sempre pressoché completamente dipendente da un punto di vista energetico dall'Italia ma ora attraverso le rinnovabili e l'elettrificazione potrebbe ridurre la sua dipendenza fino a un massimo del 30% facendo lavorare la rete elettrica bottom-up.

La produzione decentralizzata è comunque svantaggiata da un punto di vista economico in quanto sebbene l'autoconsumo collettivo cioè l'energia prodotta e consumata in prossimità non richiede nessun permesso in quanto legge fisica (l'elettrone immesso nella rete elettrica non ha paternità e finisce nel primo contatore che chiama energia dalla rete) nello Stato di San Marino come in quello italiano non è permessa la vendita diretta tra produttori e consumatori a meno che non siano operatori del mercato.

Esempio, come funziona attualmente:



Il Sig. A ha i pannelli fotovoltaici, il Sig. B, no. È mezzogiorno e il Sig. A produce più energia di quanta ne consuma. L'energia prodotta in eccesso va in rete. Dal momento che il Sig. B è sotto la stessa cabina secondaria, lui consuma quell'energia che il Sig. A ma messo in rete. Ma non la paga al Sig. A, la paga a A.A.S.S. come se l'avesse fornita lei, ma non è così.

Quello che, dal punto di vista normativo, bisognerebbe regolare è proprio questa vendita. Proseguendo con l'esempio il Sig. B, per l'energia che "prende" dal sig. A, paga al sig. A un costo al kwh inferiore al costo con cui A.A.S.S. la vende. Esempio, A.A.S.S. vende l'energia a 50 centesimi al kWh, il Sig. B, per la quota che consuma prodotta dal Sig. A, ne paga 15 (+ il costo del vettoriamento),

al Sig. A. Ovviamente tutto passa da A.A.S.S. che nella fattura sia di A che di B tiene conto della quota effettivamente fornita e di quella invece “scambiata”.

San Marino ha bypassato in parte questa situazione estendendo la possibilità di scambio sul posto a distanza ma la stretta connessione che ci deve essere tra la produzione e il consumo non permette l’inserimento di soggetti finanziatori e produttori: questa configurazione si può fare se c’è coincidenza tra il proprietario dell’impianto e quello del contatore di consumo.

Inoltre, lo scambio sul posto a distanza non consente di migliorare l’autoconsumo collettivo in quanto il proprietario dell’impianto può mettere tutto in rete e prelevare la medesima quantità in notturna. Siccome la rete non può funzionare da sistema di accumulo ma semplicemente funziona da mero distributore, l’energia che durante il giorno viene messa in rete sarà consumata in prossimità da qualche altro utente mentre quella prelevata di notte dal contatore del produttore sarà fornita attraverso termoelettrico.

In questo modo la rete presenta uno sbilancio e non si porta a far convergere la produzione con il consumo destabilizzando ulteriormente la rete stessa.

A livello italiano, ad esempio, il gruppo di ricerca del prof. Setti, ha già proposto allo Stato italiano la modifica del mercato elettrico andando a contabilizzare nelle bollette quell’energia elettrica che è stata consumata tra quella prodotta al di sotto della cabina secondaria di appartenenza dei contatori di produzione e di consumo trasformando così le reti al di sotto delle cabine primarie in naturali comunità energetiche. Come già riportato nell’esempio sopra, l’energia contabilizzata come autoconsumata collettivamente dovrà avere un costo diverso e decisamente inferiore in quanto non viene utilizzata la rete e dovrebbe essere pagata negli oneri di sistema: questo valore dovrebbe poi essere riconosciuto in toto o in parte ai produttori di energia elettrica facenti parte della stessa cabina secondaria.

Questo esercizio apparentemente complesso è la base della piattaforma tecnologica che dal 2010 è funzionante nel progetto di Comunità Solare di Medicina (BO) e quindi sicuramente gestibile dal gestore del sistema elettrico nazionale sammarinese che ha la disponibilità di lettura di tutti i contatori di produzione e di consumo connessi alla rete di distribuzione.

Il vantaggio di un’operazione del genere sarebbe quella di avere una riduzione considerevole delle bollette per il consumatore e quella di generare un contributo che dal consumatore va a premiare il produttore in un meccanismo analogo a quello conosciuto del conto energia. In questo modo si avrebbe in automatico il disaccoppiamento sia del prezzo dell’energia dal gas metano che del rapporto tra proprietario dell’impianto e consumatore creando così un nuovo conto energia a costo zero per lo Stato che riporterebbe i grandi investitori sul fotovoltaico. Il risultato netto della modifica del mercato elettrico vedrebbe una riduzione complessiva delle bollette all’aumentare degli impianti e una remunerazione assicurata nel tempo e fissa non legata al prezzo unico nazionale ai produttori di energia rinnovabile al di sotto dei 200 kW che garantirebbe gli investimenti e le linee di credito.

I sistemi di accumulo saranno invece elettrochimici e ubicati presso gli utenti così come presso le cabine secondarie attraverso l’installazione di megapack, da parte di A.A.S.S. L’accesso alla possibilità di immettere nella rete anche l’energia accumulata nei megapack permetterebbe di aprire nuovi scenari per la produzione e distribuzione così come la possibilità di creare sistemi centralizzati di accumulo di comunità. Questi impianti di accumulo, oltre che a garantire in qualsiasi momento della giornata e dell’anno l’energia elettrica necessaria, sono in grado di garantire la copertura della potenza di picco sia in media che in bassa tensione come se fossero microcentrali elettriche delocalizzate sulla rete. La rete elettrica di San Marino sarebbe quindi la prima rete in

grado di lavorare come block-chain in uno Stato sovrano e potrebbe fare da scuola per l'Italia e per l'Europa in genere.

Riferimenti tecnici

- 2009, Jacobson, M. Z., Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security, Energy Environ. Sci., 2009, 2, 148–173, <https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/susenergy2030.html>
- 2016, Meneguzzo et al., Italy 100% Renewable: A Suitable Energy Transition Roadmap, <https://arxiv.org/abs/1609.08380>
- 2019, Lorenzoni, Veneto 100% rinnovabile: fotografia e prospettive, <https://levicas.es.unipd.it/idee-e-progetti-per-la-transizione-a-un-veneto-100-rinnovabile/>
- 2020, Sidney Institute for Sustainable Futures, 100% Renewable Energy: An Energy [R]evolution for Italy, <https://www.greenpeace.org/static/planet4-italy-stateless/2020/06/a7955fe1-italy-report-forgp-2020.pdf>
- 2021, Valbonesi et al., Una valutazione socio-economica dello scenario rinnovabili per la Sardegna, pdf, <https://www.wwf.it/pandanews/clima/sardegna-rinnovabile/>
- 2022, C. Breyer et al., On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research, IEEE Access, vol. 10, pp. 78176-78218, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3193402.
- 2022, The European House - Ambrosetti, Enel, Position Paper - Net Zero E-conomy 2050. Decarbonization roadmaps for Europe, focus on Italy and Spain, pdf, <https://www.ambrosetti.eu/news/net-zero-e-conomy-2050-roadmap-di-decarbonizzazione-per-leuropa/>
- 2022, Jacobson et al., Low-cost solutions to global warming, air pollution, and energy insecurity for 145 countries, Energy Environ. Sci., 15, 3343, <http://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/145Country/22-145Countries.pdf>
- 2022, Rete per l’Emergenza Climatica e Ambientale
<https://pattoperilclimaeperilavoro.it/chi-siamo/>

5.1.8 Mix energetico dell’energia acquistata

Così come già riportato nel capitolo 3.1.2, San Marino attualmente si approvvigiona esclusivamente sul mercato elettrico italiano, acquistando energia elettrica con il “MIX ENERGETICO COMPLEMENTARE NAZIONALE” dello Stato italiano calcolato come IMPORT ITALIANO meno la PRODUZIONE RINNOVABILE ITALIANA, con una percentuale di produzione da fonti rinnovabili prossima al 5%.

Una modalità per aumentare formalmente la produzione di energia da fonti rinnovabili potrebbe essere quella di acquistare Certificati Verdi o Garanzie di Origine da produzione di energia rinnovabile, puntando all’utilizzo del “MIX ENERGETICO INIZIALE NAZIONALE” dello Stato italiano anche per la composizione dell’energia elettrica acquistata (con una percentuale di produzione da fonti rinnovabili prossima al 42,8%).

Tuttavia, si evidenzia come tale modalità possa trovare significato solo in caso di ottemperamento rapido ad obblighi della Repubblica di San Marino rispetto ad organi esterni (ad esempio nel processo di associazione all’Unione Europea).

Tale soluzione rimarrebbe infatti esclusivamente formale e nominale, portando ad un aumento dei costi della materia prima energetica e delle relative tariffe, senza svincolare San Marino dalle dinamiche dei mercati energetici e senza aumentare globalmente la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Per questo si ritiene tale via non auspicabile allo stato attuale.

5.1.9 Progetti esterni in finanziamento

Come riportato in apertura del capitolo 5.1, nel percorso virtuoso verso l'indipendenza energetica, anche qualora si riuscisse a portare la produzione interna dal 5,85% di fabbisogno attuale al 15% di target, si dovrà reperire il restante 85% del fabbisogno mediante interventi/investimenti fuori territorio.

Una prima strada potrebbe portare alla stipula di accordi commerciali a lungo termine per la fornitura di energia prodotta da impianti rinnovabili. San Marino potrebbe infatti sottoscrivere i cosiddetti PPA ("Power Purchase Agreement"), che permetterebbero una fornitura green:

- a prezzi definiti per più anni;
- senza nessun investimento diretto necessario;
- mediante il solo rilascio di garanzie (fidejussioni).

Un contratto per la copertura del 30% del fabbisogno di San Marino necessiterebbe di una produzione di circa 85 GWh/anno a fronte di una garanzia prestata di circa 4 milioni di €.

Si rileva tuttavia come tale metodologia porti ad un acquisto di energia solo nominalmente green. Non sarebbe San Marino a produrla (all'interno o fuori dal proprio territorio), mantenendo, di fatto, la dipendenza della Repubblica dai mercati energetici esterni ad essa e ritrovandosi a pagare maggiormente energia green rispetto all'attuale fornitura elettrica.

Tale percorso assume maggiore significato solo in caso di necessità di ottemperamento rapido ad obblighi della Repubblica di San Marino rispetto ad organi esterni (ad esempio nel percorso di associazione all'unione europea).

In una visione di lungo periodo che conduca la Repubblica verso una definitiva indipendenza energetica è dunque necessario investire su impianti di proprietà.

Una prima tranche di investimento potrebbe avere come target la copertura del 30% del fabbisogno di San Marino. Questo si potrebbe raggiungere con un progetto della potenza di 50 MW di fotovoltaico in zone ad alta produttività (sud Italia) in grado di apportare 85 GWh annui.

Un progetto di questa taglia prevederebbe un investimento di circa 65 Milioni (in base ad un benchmark del 2021).

In generale:

- Saranno da prediligere progetti "ready to build" o meglio impianti pronti all'esercizio al fine di minimizzare i rischi di sviluppo e costruzione. La ricerca è da indirizzare verso impianti già pronti nel 2023 che ridurrebbero da subito il costo di approvvigionamento del Paese;
- un criterio importante nella scelta sarà l'additività rispetto al parco italiano degli impianti FER già esistenti per economicità dell'investimento per impianti merchant non soggetti a incentivo;
- Altre tecnologie di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile (es: eolico, idroelettrico, biomasse) possono sicuramente essere oggetto di valutazione in base a criteri che permettano di confrontarne l'efficacia.

Le iniziative sopra riportate (PPA + prima tranche di investimenti per impianti di proprietà) porterebbero ad una copertura del fabbisogno pari a circa il 60% al 2027 che, sommati al 15% di

produzione interna di target (vedi capitolo 5.1), porterebbero al soddisfacimento del 75% del fabbisogno.

	Capex (ML Euro)	Fideiussioni (ML Euro)	Potenza PV (MW)	Produzione annua (GWh)	% fabbisogno
Territorio RSM	12	/	37,1	41	15%
Privato		/	27,5	30	11%
Pubblico	12	/	9,6	11	4%
Extra territorio	65	4	100	170	60%
PPA		4	50	85	30%
Capex	65	/	50	85	30%
Totale al 2027	77	4	137,1	211	75%

5.1.10 Il modello ESCo e una possibile ESCo statale

Lo Stato di San Marino, attraverso A.A.S.S., potrebbe valutare di adottare il modello Energy Service Company (ESCO) al fine di mettere in campo un meccanismo concreto e virtuoso che si alimenti economicamente partendo dai risparmi che gli interventi di efficientamento generano e che sia indipendente dalla presenza di incentivi o agevolazioni pubbliche. Il modello ESCo è, infatti in grado di distribuire i vantaggi economici tra proprietà pubblica ed investitori privati consentendo, al contempo, di gestire gli immobili con le migliori competenze tecniche in un'ottica di risparmio sui consumi.

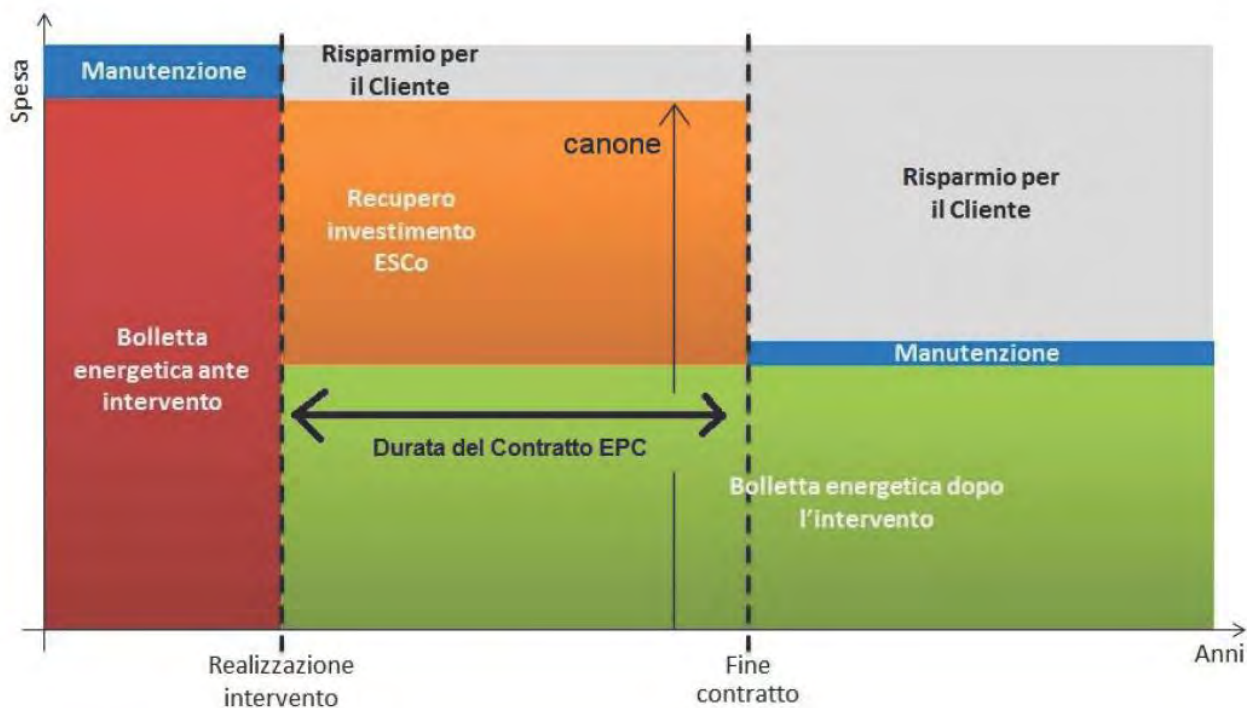
Il modello ESCo

Le ESCo (Energy Service Company) sono “società che effettuano interventi finalizzati a migliorare l'efficienza energetica, assumendo su di sé il rischio dell'iniziativa e liberando il cliente finale da ogni onere organizzativo e di investimento (fonte Wikipedia)”.

Il meccanismo è chiaro e soprattutto trasparente, poiché regolamentato da una precisa forma contrattuale ovvero l'EPC (Energy Performance Contract). Secondo questo, è responsabilità della ESCo:

1. Eseguire la diagnosi energetica per esaminare e migliorare i consumi energetici, quindi dello studio di fattibilità e della progettazione dell'intervento;
2. Finanziare e realizzare l'intervento;
3. Occuparsi della manutenzione.

Il tutto facendosi carico di ogni rischio e costo, infatti il guadagno delle ESCo è una quota del risparmio energetico generato attraverso l'intervento, secondo lo schema seguente:



Per produrre guadagni concreti, ad entrambe le parti, il risparmio deve essere calcolato e progettato per garantire la durata sul medio-lungo periodo.

Inoltre, come ogni figura professionale, specializzata in una nicchia di mercato, la ESCo riesce a reperire il prodotto ad un prezzo inferiore rispetto ad altri, assicurandosi così un ulteriore profitto.

Lo Stato come ESCo

Attualmente A.A.S.S. non può, per Statuto, intervenire come soggetto che fornisce servizi e beni di questo tipo; A.A.S.S. di fatto è solo il fornitore di energia. Ma le possibilità che il modello ESCo possono aprire, riqualificando edifici e aree di territorio dove invece gli interventi dei proprietari privati non si realizzano a causa del costo degli impianti stessi, va attentamente valutata. È ovviamente una decisione di tipo politico che potrebbe concedere ad A.A.S.S. la possibilità di muoversi in questo campo, per aumentare la progressione degli interventi di efficientamento energetico e di installazione di fotovoltaico degli edifici sammarinesi e, di fatto, la produzione interna (e green) di energia.

Una potenziale problematica di tale sistema potrebbe essere il non riuscire ad accogliere le richieste di tutti i soggetti interessati. Trattandosi di interventi pubblici, sarà dunque fondamentale istituire una normativa di riferimento che stabilisca le modalità e criteri per poter realizzare tali interventi.

5.2 azioni sul consumo di energia

5.2.1 Il sistema della mobilità pubblica

Nel presente PEN, in considerazione dell'incremento, nella Repubblica di San Marino, del numero di veicoli a basso impatto ambientale elettrici o ibridi di ultima generazione, si intende porre

particolare attenzione al tema della mobilità sostenibile, quale modalità di spostamento in grado di diminuire gli impatti ambientali, in particolare:

- inquinamento atmosferico e emissioni di gas serra,
- inquinamento acustico in particolar modo delle arterie stradali principali di collegamento ai Castelli, caratterizzate da intenso traffico veicolare leggero, e pesante nelle aree produttive;
- degrado delle aree urbane.

Gli automezzi statali sono costituiti da:

- autobus per il trasporto pubblico;
- mezzi sanitari;
- mezzi operativi A.A.S.L.P.;
- autoveicoli pubblici (enti, auto di rappresentanza).

Attualmente il trasporto pubblico nella Repubblica di San Marino, gestito dall’Azienda Autonoma di Stato per i Servizi Pubblici, consta di otto linee in grado di collegare sia i centri principali che secondari, per mezzo di veicoli a combustibili fossili. Si rileva che tale servizio, per lo più utilizzato per il trasporto scolastico, debba essere ristrutturato in base all’esigenze e richiesta dell’utenza, adottando politiche per incentivarne l’utilizzo da parte dei residenti. Per raggiungere tale obiettivo occorre una strategia volta alla riorganizzazione ed ottimizzazione, con l’obiettivo della massima efficienza anche dal punto di vista energetico e di minor impatto sull’ambiente.

Nei precedenti PEN si proponeva:

- un’attenta analisi dei tragitti e del profilo di utilizzazione dei mezzi pubblici, sollecitando azioni di rinnovamento del parco automezzi a basso impatto ambientale, in particolare elettrico, compatibilmente con i vincoli di bilancio.

Si conferma l’indicazione relativa alla graduale sostituzione dei veicoli a combustibile (benzina, diesel) del parco automezzi pubblico con vetture elettriche. In ragione del raggiungimento di tale obiettivo si valuta positivamente l’azione promossa da Poste San Marino S.p.a., già a partire dal 2017, mediante utilizzo di 12 veicoli elettrici, di cui 10 autovetture e 2 motocicli.

5.2.2 Mobilità elettrica

Nella Legge 27 ottobre 2017 n.125 “Norme in materia di mobilità sostenibile”, si comprende la volontà della Repubblica di San Marino di riconoscere come prioritaria la necessità di adottare una serie di misure normative ed organizzative per promuovere il concetto di mobilità sostenibile, secondo le linee guida indicate nella “Paris Declaration on Electro-Mobility and Climate Change & Call to Action. Lima – Paris Action Agenda”, incentivando l’utilizzo di veicoli a basso impatto ambientale e la progressiva installazione di infrastrutture ad essi dedicati.

A tal proposito si menziona il progetto elaborato da A.A.S.S. denominato “E-Way”, che ha consentito l’installazione di colonnine di ricarica Tipo 2 per auto elettriche con prese da 22 kW e quelle per biciclette elettriche con presa Schuco 16A., offrendo così una copertura capillare nei punti più strategici della Repubblica e facilmente identificabili per mezzo di apposita applicazione per telefoni cellulari, che ne permette un facile utilizzo.

Si rileva inoltre una importante sinergia tra A.S.S.S. e l’Università degli Studi della Repubblica di San Marino che ha consentito un’analisi sullo sviluppo delle infrastrutture collegate all’utilizzo dei veicoli elettrici (colonnine) necessario sia per poter stimarne il numero necessario per assecondare la progressiva diffusione, sia costi ed impatto per la rete elettrica.

Dai dati pervenuti dal competente Ufficio pubblico si evince che il numero di veicoli elettrici immatricolati stia aumentando esponenzialmente, e si presume che tale dato possa essere stato influenzato positivamente dall'emanazione di incentivi, dati soprattutto i maggiori costi di acquisto rispetto a quelli tradizionali, in particolare:

- viene riconosciuta l'esenzione di imposta sulle importazioni fino ad una concorrenza massima di euro 50.000,00 per un solo veicolo per ogni proprietario o conduttore residente per l'acquisto di veicoli alimentati ad idrogeno o elettrici o ibridi di ultima generazione non superiore a 2500 cc (plug-in hybrid);

- l'imposta sulle importazioni per l'acquisto di stazioni di ricarica presso immobili ad uso civile abitazione è ridotta del 60% limitatamente ad una per ogni unità immobiliare, e 80% ad una per ogni unità immobiliare dotata di impianto fotovoltaico connesso alla rete pubblica.

Al contempo l'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l'Energia con delibera n.2 del 21 gennaio 2021 e poi con Delibera del 24 gennaio 2022, considerata la necessità di alimentare il fondo per l'incentivazione della mobilità sostenibile, in applicazione di quanto sancito all'art.51 comma 1 della Legge 223/2020, ha previsto una tassazione nella misura del 22% (per il 2021) e del 25% (per il 2022 e 2023) sulla tariffa incentivante (Conto Energia) erogata da A.A.S.S. agli impianti di potenza superiore a 20 kW.

Prendendo come punto di riferimento il trend positivo delle nuove immatricolazioni di veicoli a basso impatto ambientale, che potrebbe aumentare anche con la riduzione dei costi di acquisto, si ritiene necessaria l'implementazione di una infrastruttura di ricarica esclusivamente dedicata ai veicoli, così da poter integrare quella già esistente offrendo all'utenza sia interna che esterna più postazioni di ricarica, e che potrebbe far divenire la Repubblica un modello virtuoso da esportare.

Per rendere tale infrastruttura pubblica totalmente "green" sarà fondamentale che l'energia erogata sia prodotta da impianti fotovoltaici pubblici. Inoltre, ampliando la prospettiva, è evidente come l'impatto di auto elettriche da un punto di vista ambientale derivi direttamente dal mix energetico dell'energia elettrica importata/prodotta. È dunque evidente come l'incentivazione di tale tecnologia debba necessariamente andare di pari passo con l'aumento di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Nel precedente PEN veniva anche indicato il concetto di Mobile Smart Grid che comporta un sistema completo hardware e software che consenta l'interazione intelligente fra auto elettriche, rete ed unità di produzione.

In tal senso le batterie delle auto elettriche diventeranno punti di accumulo energetico, stabilizzando la rete in relazione alla produzione da fonti rinnovabili, che sono non costanti. Lo scambio di energia fra rete e veicoli e fra veicoli e rete nei periodi di maggiore bisogno dell'uno e di attività dell'altro permetterebbe di bypassare il problema delle difficoltà connesse con l'accumulo dell'energia elettrica.

Non si rileva nessun approfondimento tecnico né incentivi in merito alla mobilità ad idrogeno, che era un obiettivo di lungo termine del precedente PEN.

La normativa prevede inoltre incentivi per l'acquisto di bici elettriche nuove a pedalata assistita effettuato presso gli esercizi commerciali della Repubblica tramite accredito sulla SMAC Card di un importo corrispondente al 5% del prezzo di vendita, elevato al 7% qualora prodotta all'interno del territorio, mediante presentazione di apposita documentazione.

Tale iniziativa, in considerazione dello sviluppo che sta caratterizzando il mercato delle attività outdoor, può sicuramente generare ricadute positive per l'offerta turistica della Repubblica, vista anche la posizione strategica di vicinanza ad importanti centri culturali ed artistici del Montefeltro

e di villeggiatura nella costa Romagnola, ed è infatti notizia pubblica la volontà di realizzare un percorso ciclopedonale di collegamento alla città di Rimini. È inoltre in corso la realizzazione del collegamento tra il Parco “Ausa” e “Laiala” oltre ad un parco per cross-bike.

Pertanto, l’Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l’Energia, considerato che il numero di veicoli a basso impatto ambientale (elettrico ed ibrido) sta progressivamente aumentando negli anni, ritiene che l’attuale sistema di incentivi sia soddisfacente alle richieste del mercato. Eventualmente, nell’ottica di aumentare ancora in maniera più significativa il trend positivo, l’Autorità potrebbe in futuro aumentare la tassazione sulla tariffa incentivante (Conto Energia), adottando incrementi progressivi nel tempo.

5.2.3 Trasformazione centrali a gasolio

Negli immobili di proprietà pubblica resistono alcuni impianti termici ancora alimentati a gasolio. Si deve evidenziare che si tratta degli ultimi di un lungo elenco che si è andato lentamente assottigliando e che ha richiesto molte pianificazioni per raggiungere i numeri attuali.

Tuttavia, occorre effettuare anche queste ultime trasformazioni per vari motivi. Il primo ovviamente è la riduzione dell’utilizzo di combustibili fossili privilegiando forme diverse nell’utilizzo dell’energia. Il secondo è di natura molto pratica in quanto i ricambi per bruciatori a gasolio e le competenze tecniche vanno scomparendo dal mercato rendendo praticamente impossibile effettuare riparazioni su bruciatori a gasolio.

Di seguito si riporta l’elenco degli impianti residui. Si ipotizza un piano di trasformazione di 5 anni. Tale scelta riguarda soprattutto la necessità di pianificare la progettazione, l’appalto e la realizzazione, tenendo conto che questi interventi possono essere eseguiti solo durante la stagione estiva in quanto gli impianti sono in esercizio. **Si è scelta perciò una pianificazione di tre impianti all’anno.**

Nr.	Descrizione	Potenza impianto kW	Costo trasformazione	Anno di trasformazione
1	ASILO NIDO CAILUNGO - BORGO MAGGIORE	290	€ 115.000,00	2023
2	CONTABILITA' DI STATO - SAN MARINO	58	€ 25.000,00	2024
3	CENTRO SOCIALE, GENDARMERIA, UFF. POSTALE, AMBULATORIO, BAR – FIORENTINO	300	€ 120.000,00	2024
4	MUSEO ARMI ANTICHE - BORGO MAGGIORE	65	€ 26.000,00	2025
5	CINEMA PENNAROSSA – CHIESANUOVA	40	€ 17.000,00	2025
6	CASA DEL CASTELLO – SERRAVALLE	58	€ 25.000,00	2026
7	RITROVO DEI LAVORATORI, SALA GIUNTA DI CASTELLO – MONTEGIARDINO	58	€ 25.000,00	2026
8	TEATRO TITANO - SAN MARINO	570	€ 230.000,00	2027
9	MAGAZZINO ELETTRICO/ACQUA GAS - BORGO MAGGIORE	128	€ 50.000,00	2027
10	SCUOLA INFANZIA - DOGANA BASSA	128	€ 50.000,00	2028

11	CINEMA TEATRO TURISMO - SAN MARINO	814	€ 320.000,00	2028
----	------------------------------------	-----	--------------	------

Gli importi sono calcolati facendo riferimento alle medie storiche di trasformazione a metano: 270 €/kW per gli impianti meccanici, 50 €/kW per l'impianto elettrico, 70 €/kW per l'adeguamento edilizio.

I prezzi indicati non tengono conto delle fluttuazioni dei prezzi di mercato attuali.

Nell'arco di 37 anni sono stati trasformati da gasolio a gas metano 72 impianti e gli stessi nei prossimi anni dovranno essere a loro volta ristrutturati e possibilmente convertiti in pompa di calore o altra tecnologia a basso impatto ambientale.

1	1983	SCUOLA SECONDARIA SUPERIORE	37	2002	SCUOLA MEDIA SERRAVALLE
2	1985	SCUOLA ELEMENTARE/INFANZIA CA'RAGNI	38	2003	SCUOLA INFANZIA DOGANA
3	1987	OSPEDALE DI STATO ISS	39	2004	UFF. FILATELICO E NUMISM. AASFN
4	1987	UFFICIO REGISTRO AUTOMEZZI	40	2005	MUSEO S. FRANCESCO
5	1989	BASILICA DEL SANTO	41	2007	SCUOLA ELEM. MURATA
6	1989	MAGAZZINO AASP FIORENTINO	42	2007	SCUOLA INFANZIA BORGO MAGGIORE
7	1990	SEDE AASLP	43	2007	SCUOLA INFANZIA CHIESANUOVA
8	1991	PALAZZO EX BELLONI	44	2008	SERVIZIO TECNOLOGICO A.A.S.S.
9	1992	PALAZZO GIOVAGNOLI	45	2009	SCUOLA ELEM. DOMAGNANO
10	1992	NIDO DOGANA	46	2009	SCUOLA ELEM. SAN MARINO
11	1992	PALESTRA CHIESANUOVA	47	2009	SCUOLA ELEM. SERRAVALLE
12	1993	SCUOLA ELEMENTARE BORGO	48	2010	SCUOLA ELEM. INFANZIA MONTEGIAR.
13	1994	PALAZZO DEL TURISMO	49	2010	UNIVERSITA' EX TRIBUNALE
14	1994	PALAZZO PUBBLICO	50	2011	SCUOLA ELEM. DOGANA BASSA
15	1994	UNIVERSITA' SANTA CHIARA	51	2011	UFF. POSTALE BORGO M.
16	1994	MUSEO DELL'EMIGRANTE	52	2011	CENTRO NATURALISTICO BORGO
17	1995	CASTELLO CHIESANUOVA	53	2012	DIP. TERRITORIO EX UTS
18	1996	CASTELLO/RITROVO DOMAGNANO	54	2012	SCUOLA INFANZIA MURATA
19	1996	FUNIVIA A.A.S.S.	55	2012	SCUOLA INFANZIA SERRAVALLE
20	1996	GEND/RIST/SIP/CAST. SAN MARINO	56	2013	CONSULTA/ ASSOC. E COOP.CULT.
21	1996	MAGAZZINO SCALPELLINI AASP	57	2013	PALAZZO MERCURI
22	1996	TEATRO CONCORDIA BORGO	58	2013	PARVA DOMUS
23	1997	MACELLO PUBBLICO A.A.S.S.	59	2013	SCUOLA ELEM. FIORENTINO
24	1997	MOSTRA PERMANENTE ARTIGIANATO	60	2013	UNIVERSITA' MONTEGIARDINO
25	1998	PALAZZO DEI CONGRESSI - KURSAAL	61	2014	BIBLIOTECA MUSEO P.ZZO VALLONI
26	1998	PALAZZO PERGAMI - MUSEO DI STATO	62	2014	PALAZZO BERTOLDI SERRAVALLE
27	1998	CARCERI	63	2014	GENDARMERIA SERRAVALLE
28	1998	SCUOLA INFANZIA GUALDICCILO	64	2014	UFFICIO POSTALE SERRAVALLE
29	1999	SCUOLA M. FONTE DELL'OVO	65	2014	SCUOLA ELEM. ACQUAVIVA
30	1999	SCUOLA MEDIA F.OVO	66	2014	SCUOLA INFANZIA SAN MARINO
31	1999	CASA CASTELLO BORGO	67	2014	TEATRO NUOVO/C.SOC/BAR/PT DOGANA
32	2000	SCUOLA ELEM. CHIESANUOVA	68	2018	PISCINA TAVOLUCCI
33	2000	SCUOLA INFANZIA ACQUAVIVA	69	2019	PALAZZO BEGNI
34	2000	SCUOLA INFANZIA FIORENTINO	70	2021	AMB. MEDICO/IST.CIB.ISS/S.MARINO
35	2001	BOCCIODROMO CONS FAETANO	71	2022	CASA CASTELLO + AMBULATORIO – ACQUAVIVA
36	2001	CENTRO SOC, BAR, DOMAGNANO	72	2022	SUCCESSALE SCUOLA SECONDARIA SUPERIORE – SANMARINO

Gli impianti termici del settore pubblico allargato sono:

Pubblica amministrazione	100
Università degli Studi	16
Istituto Sicurezza Sociale	19
CONS	16
UGRAA	2
ASSLP	6
A.A.S.S.	9
Totale	152 impianti

La somma di impianti trasformati più gli impianti da trasformare non coincide con il numero di impianti totale perché molti impianti sono stati realizzati già a metano e quindi non entrano nel conto degli impianti trasformati.

5.2.4 Edifici pubblici

5.2.4.1 Realizzazione banca dati immobili pubblici – digitalizzazione e sostenibilità per l'efficienza degli edifici e del settore edilizia

I problemi relativi all'accessibilità e condivisione delle informazioni territoriali si riscontrano in vari livelli dell'amministrazione pubblica; le Unità Organizzative, anche facenti parte dello stesso Dipartimento, molte volte non riescono a comunicare tra loro ed a scambiarsi informazioni l'una con l'altra. La costituzione di un supporto normativo che disciplini la realizzazione delle Banche Dati delle varie U.O. sarebbe un punto fondamentale per l'interscambio di dati.

A livello territoriale il sistema GIS costituisce sicuramente il contenitore più adatto per la formazione di tali banche dati; da qui, la realizzazione di una di queste destinata agli immobili pubblici permetterebbe di avere una visione chiara, completa e costantemente aggiornata di quello che è il patrimonio dello Stato.

Le informazioni d'interesse derivanti dalla gestione delle banche dati delle U.O. dovrebbero essere così ripartite:

- dati costruttivi – AASLP Progettazione;
- dati catastali – Ufficio Tecnico del Catasto e Cartografia;
- dati urbanistici – Ufficio Pianificazione Territoriale e per l'Edilizia;
- dati sismici – Servizio di Protezione Civile;
- proprietà/locazione (locazioni attive e passive) - Contabilità di Stato;
- ente/ufficio utilizzatore ed uso degli spazi – Dipartimento Territorio e Ambiente;
- uso pubblico/privato (edilizia sociale, negozi turistici, associazioni, ecc.) - Dipartimento Territorio e Ambiente;
- realizzazione di nuovi immobili e manutenzioni edili e impiantistiche – AASLP Settore edilizia e impianti;

- dati storici sugli impianti di sollevamento – AASL settore edilizia e impianti;
- consumi energetici - A.A.S.S.;
- presidi antincendio – AASLP;
- piani antincendio – Servizio di Protezione Civile;
- attività di giardinaggio – AASLP verde pubblico;
- caratteristiche storiche – Istituti culturali e CCM.

Tali informazioni, dialogando tra loro sarebbero in grado di dare una visione completa degli immobili e consentire una corretta pianificazione degli investimenti.

Alcune funzioni in capo ad uffici pubblici che potrebbero trarre beneficio da tale banca dati sarebbero:

Property Management: le funzioni di Property Management sono svolte dal Congresso di Stato attraverso le Segreterie di Stato competenti. Per property management si intendono tutte le attività di natura economico-finanziaria. A titolo di esempio rientrano nelle attività di property management l'individuazione della sede opportuna per le attività istituzionali, la selezione delle opportunità sul mercato, il controllo dei costi, la *due diligence* (determinazione del valore dell'immobile). Il property manager si occupa di far rendere al massimo gli immobili, preservandone ed aumentandone il valore, nel caso sia di proprietà, o di sottoscrivere i contratti di locazione più vantaggiose e in linea con il mercato. Il property manager è responsabile della gestione finanziaria dell'immobile, controlla il pagamento dei canoni di affitto, invia i solleciti, decide se e quando ricorrere alle vie legali agendo sulla base delle nozioni di diritto immobiliare che deve necessariamente possedere.

Fanno parte di questa funzione gli uffici: Ufficio Tecnico del Catasto (due diligence), Contabilità di Stato nelle sezioni patrimonio e cooperative (gestione flussi di cassa, ammortamenti, gestione assegnazioni), Ufficio Acquisti e Servizi Generali (assicurazioni).

Facility Management: si intende principalmente tutto ciò che afferisce alla gestione di edifici unitamente ai loro impianti e servizi connessi, quali, ad esempio, gli impianti elettrici e termoidraulici, gli impianti di illuminazione, di condizionamento, ma anche i servizi di pulizia, ristorazione aziendale, portineria, giardinaggio, flotta aziendale, vigilanza, ecc.

Nell'attuale configurazione l'AASLP svolge la maggior parte di questa funzione con i suoi settori Edilizia e Impianti e con il settore Verde Pubblico.

Il resto è svolto dagli uffici: Ufficio Acquisti e Servizi Generali (servizi di pulizia), CAMST (ristorazione aziendale), Funzione Pubblica (portineria), URAT (flotta aziendale), Direzione Generale della Finanza Pubblica (assicurazioni), ecc.

Energy Manager: tra i compiti principali dell'energy manager ci sono l'analisi, il monitoraggio e l'ottimizzazione dell'uso dell'energia delle imprese e degli enti, pubblici o privati, consentendo così di conseguire benefici economici, energetici, ambientali e legati alla produzione di beni e servizi.

Tale funzione è svolta a tratti dall'AASLP, dalla Segreteria del Territorio e dallo Sportello Energia ora UPAV.

L'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l'Energia, ritiene non più rinviabile la predisposizione di una normativa apposita che identifichi la figura di un Energy Manager per ogni struttura, individuato fra i dipendenti della stessa, soprattutto in ambito pubblico, ed in particolar modo per

quelle strutture che, per le proprie estensioni e per il numero di dipendenti, risultano essere caratterizzate da un elevato consumo di energia.

Per questo tale figura, che deve essere adeguatamente formata mediante specifici corsi, possiede un ruolo fondamentale sia nel monitorare l'andamento dei consumi energetici, sia per individuare azioni che tendano ad un suo uso razionale.

Il dipendente incaricato, essendo ben a conoscenza dei luoghi di lavoro e delle abitudini, potrà raccogliere informazioni e dati che poi dovranno essere, dopo una prima analisi, utilizzati per identificare strategie, comportamenti virtuosi, sensibilizzare colleghi ed utenti, indirizzare all'acquisto di macchine ed attrezzature, eseguire controlli ed eventualmente, in caso di recidiva, segnalare al superiore l'inadempienza.

Per incentivare il dipendente a qualificarsi come Energy Manager, l'Amministrazione potrebbe adottare politiche di assegnazione di eventuali premi in aggiunta al livello di inquadramento assegnato, sulla base dei risultati ottenuti, che dovranno essere opportunamente dimostrati e controllati da una commissione esterna.

L'Amministrazione Pubblica dovrà prevedere in fase di redazione di bilancio l'accantonamento di una cifra adeguata al fine di riuscire a garantire, oltre le attività dell'Energy Manager, le spese necessarie per gli interventi.

5.2.4.2 Telecontrollo impianti di riscaldamento pubblici

Si fa riferimento al progetto di telecontrollo degli impianti termici degli immobili pubblici. Crescenti investimenti in edifici smart che facciano uso di tecnologie digitali contribuiranno ad ottimizzarne l'utilizzo complessivo di energia. Tali edifici saranno sempre più in grado di adattarsi alle condizioni climatiche esterne, regolare la temperatura (in relazione alle condizioni climatiche esterne) e la ventilazione autonomamente e senza alcun intervento umano.

Attualmente sono telecontrollati i seguenti impianti e sottostazioni:

1	Scuola Elementare Dogana	16	Università Montegiardino
2	Nido Dogana	17	Casa del Castello Domagnano
3	Teatro Nuovo Dogana	18	Palazzo del Governo San Marino
4	Palazzo Bertoldi Serravalle	19	Scuola Elementare San Marino
5	Ufficio Postale Serravalle	20	Scuola Infanzia Nido San Marino
6	Gendarmeria Serravalle	21	Palazzo Valloni
7	Scuola Elementare/Infanzia Cailungo	22	Palazzo del Turismo
8	Sottocentrale Elementare/Infanzia Cailungo	23	Palazzo Begni
9	Sede Associazioni Culturali	24	Museo dell'Emigrante
10	Nido Cailungo	25	Università Santa Chiara
11	Scuola Elementare Acquaviva	26	Centralone Santa Chiara
12	Scuola Elementare Borgo	27	Scuola Media Serravalle
13	Sede Polizia Civile Murata	28	Scuola Elementare Murata
14	Scuola Infanzia Murata	29	Scuola Media San Marino
15	Scuola Infanzia Fiorentino		

Si ritiene importante procedere con l'ampliamento del sistema. Tuttavia, l'inserimento del telecontrollo in una centrale esistente non si limita alla sola installazione del PLC, ma occorre realizzare punti di misura, adeguare gli impianti idronici, ad esempio con l'inserzione di valvole di non ritorno, ed adeguare l'impianto elettrico. Inoltre è necessario realizzare i collegamenti in fibra ottica per la comunicazione con il centro di controllo.

Sono stati predisposti i seguenti impianti:

nr	Impianto
1	Sede UGRAA
2	Centro naturalistico BORGIO
3	Scuola Infanzia CHIESANUOVA
4	Scuola Secondaria Superiore
5	Sottocentrale Scuola Secondaria Superiore
6	Università ex Tribunale
7	Università ex Ufficio del Lavoro

Devono subire un cambio tecnologico i seguenti impianti:

nr	Impianto
1	Palazzo Pubblico
2	Scuola Media Serravalle
3	Scuola Media San Marino
4	Scuola Media Fiorentino
5	Scuola Elementare Murata

L'obiettivo è quello di raggiungere con il telecontrollo tutti gli impianti termici al servizio degli edifici pubblici ed adeguare la termoregolazione degli impianti alle situazioni climatiche da un unico centro di controllo, implementando l'attuale servizio già attivo.

5.2.4.3 Trasformazione degli impianti di illuminazione a led

Con l'introduzione sul mercato di sistemi di illuminazione a LED si è gradualmente iniziato un processo di trasformazione a tecnologia LED. Il passaggio a questa nuova tecnologia richiede tempo ed investimenti.

Innanzitutto si è constatato che gli effetti di un relamping su una plafoniera esistente non fornisce un risultato ottimale. La resa luminosa, gli effetti di abbagliamento, il fatto che spesso i vecchi corpi sono rovinati dal tempo ed infine la perdita delle certificazioni consigliano la sostituzione del corpo illuminante con uno di nuova generazione progettato e realizzato in funzione del LED.

La mera sostituzione di lampade, comunque già effettuata nella gran parte dei casi, avviene laddove ci si trova di fronte a lampade a incandescenza che generano dei consumi energetici importanti e degli effetti di usura sugli stessi per via dei carichi elettrici e degli effetti della temperatura sia sui corpi illuminanti che sui conduttori.

La gran parte dell'illuminazione della pubblica amministrazione avviene con lampade a fluorescenza (scuole, uffici pubblici) oppure con lampade a scarica (palestre, ambienti esterni).

Sostituire i sistemi illuminanti pone inoltre alcune problematiche:

- occorre intervenire quando l'ambiente è vuoto, cosa che nell'edilizia pubblica accade raramente;
- si interviene su edilizia soggetta a vincoli storici ed urbanistici.

Nonostante queste difficoltà sono comunque in corso delle attività di sostituzione ed anche interventi di relamping. È comunque stata impostata la sostituzione di tutti i sistemi di illuminazione per tutti gli immobili pubblici. Tale attività richiederà alcuni anni ma sarà eseguita con regolarità e costanza in tutti i prossimi esercizi.

È auspicabile che si completi la sostituzione degli impianti di illuminazione tramite sistema a LED.

5.2.5 Edilizia privata

5.2.5.1 Indirizzi e misure per il contenimento dei consumi

Il settore dell'edilizia civile assorbe una domanda di energia pari al 16% del fabbisogno elettrico e al 42% dei consumi di metano.

Partendo dalla Legge n.48/2014 "Riforma della Legge 7 maggio 2008 n.72 – Promozione ed incentivazione dell'efficienza energetica degli edifici e dell'impiego di energie rinnovabili in ambito civile ed industriale", l'articolo 1 si prefigge i seguenti obiettivi:

- ottimizzare le prestazioni energetiche degli edifici nella logica di un processo di miglioramento della qualità complessiva;
- promuovere lo sviluppo, la valorizzazione e l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- incentivare l'adozione di tecnologie efficienti per ridurre i consumi industriali;
- stimolare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- ridurre i consumi idrici in ambito civile;
- limitare le emissioni di gas inquinanti ed in particolare dei gas ad effetto serra.

Il patrimonio edilizio esistente nella Repubblica di San Marino, in grande parte risalente ai primi anni 2000, è stato realizzato con criteri scarsamente orientati alla limitazione dei consumi, sia per la mancanza di una specifica normativa di riferimento, introdotta per la prima volta nel 2008, sia per mancanza di una cultura orientata al sostenibile, avendo quale unico obiettivo lo sfruttamento dell'indice edilizio, in chiave ovviamente speculativa.

Tale modus operandi ha portato ad avere un elevatissimo numero di abitazioni con basse classi di prestazione energetica, che si sommano a quelle vetuste risalenti agli anni precedenti al boom economico.

Per tali motivi la normativa sammarinese aveva previsto l'inserimento della diagnosi energetica quale strumento necessario per:

- censimento energetico con individuazione delle tipologie edilizie, anno di costruzione, caratteristiche termiche degli involucri, tipologia impiantistica;
- analisi delle inefficienze e possibilità di intervento suddivise per categorie edilizie e vetustà;

- esame e simulazione dell'impatto di addizionali su consumi gas metano.

Per proseguire nel percorso intrapreso dalla Repubblica di San Marino per il contenimento dei consumi occorre:

- abbassare la richiesta di energia adottando tutte le soluzioni tecniche per migliorare la prestazione energetica degli edifici promuovendo, da un lato, l'efficientamento energetico degli involucri edilizi ed incentivando, dall'altro, la riqualificazione impiantistica (quali ad es. sostituzione caldaia con nuove a condensazione, uso di valvole termostatiche per la regolazione della temperatura degli ambienti, uso di cronotermostati, uso di pompe di calore, prevedere un sistema di gestione e monitoraggio dei consumi, ecc.);
- sensibilizzare la cittadinanza verso comportamenti virtuosi così da ridurre sprechi di energia, promuovendo un utilizzo attento e parsimonioso delle risorse, oltre alla promozione all'utilizzo di apparecchiature efficienti. A questo proposito si è rilevato, negli anni 2022 e 2023, una maggiore attenzione da parte dell'utenza riguardo i consumi, dovuta in particolare agli aumenti tariffari, fermi da molti anni, che hanno interessato tutti i Paesi europei.

Gli interventi adottati a partire dalla legge quadro 48/2014 e dai primi decreti attuativi (dal 2015), sostanziosi ed economicamente rilevanti per la Repubblica di San Marino, hanno contribuito fortemente all'aumento della sensibilizzazione della popolazione sul tema dell'efficientamento energetico e della riduzione dei consumi, portando a numerosi interventi incentivati e promossi dallo stato.

Si rileva tuttavia come oggi tale sistema di incentivi appaia sfilacciato e non più adatto ad affrontare le sfide contemporanee per il miglioramento del patrimonio edilizio privato, che ora richiede interventi coordinati, sistematici e selezionati, evitando, per quanto possibile, opere spot scarsamente efficaci. I singoli interventi incentivati appaiono infatti sconnessi ed alcuni di essi, esaurito l'iniziale ruolo di sensibilizzazione della cittadinanza, non risultano più efficaci da un punto di vista di riduzione dei consumi (vedasi ad es. la possibilità di detrazione d'imposta anche per la sostituzione di un singolo infisso in un'abitazione privata anche non coibentata, utilizzando risorse pubbliche per miglioramenti pressoché nulli in ottica di risparmio energetico).

Per queste motivazioni, si propongono le seguenti linee di sviluppo per il sistema degli incentivi per il contenimento dei consumi nell'ambito dell'edilizia privata:

- si valuta positivamente il mantenimento delle detrazioni fiscali come incentivo per gli interventi di efficientamento, in linea con gli ultimi sviluppi normativi e le linee guida dei PEN precedenti;
- si rileva tuttavia come il valore di tale sistema debba ancora essere compreso dalla maggior parte della popolazione. Si invita la classe politica ad azionare una campagna informativa sia sulle possibilità dei cittadini di usufruire di tali incentivi, sia sull'alto valore economico degli stessi. Il sistema degli incentivi a fondo perduto non risulta più sostenibile ma, nonostante il cittadino non goda di introiti immediatamente spendibili, deve essere chiaro come l'apporto pubblico risulti importante da un punto di vista economico;
- a questo proposito si ritiene doveroso istituire un database pubblico in cui indicare le detrazioni già ammesse, negli anni precedenti e per quelli a venire. Tale forma di incentivo sta prendendo sempre più piede e, dunque, risulta essenziale prevenire con anticipo i potenziali mancati introiti pubblici, anche con la finalità di istituire appositi capitoli di bilancio;
- il database dovrebbe poi servire a paragonare, per gli anni passati, le detrazioni autorizzate con quelle effettive. Senza voler in questa sede determinare anni di distribuzione e percentuali di

detrazione, appare chiaro come tale incentivo debba risultare appetibile e fruibile per la maggior parte della popolazione. Qualora si ravvisasse che una buona percentuale di detrazioni autorizzate non divenisse effettiva, si potrebbe intervenire sulle percentuali, sugli importi massimi e sugli anni di durata, rendendo tale incentivo equo e paritario;

- si valuta positivamente l'introduzione dell'ecobonus poiché si propone come incentivo ad eseguire un insieme organico di lavorazioni. L'impatto a bilancio corre però il rischio di essere importante e, per questo, si suggerisce di selezionare (probabilmente con quote di detrazione differenti) gli interventi più meritevoli di contributo statale. Da un punto di vista generale, ad esempio, ha meno senso ipotizzare lo stanziamento di fondi pubblici per l'efficientamento energetico di edifici obsoleti, con barriere architettoniche, con impatti urbanistici scorretti e scarsamente prestazionali in chiave anti-sismica. In quest'ottica si suggerisce di incentivare nell'ecobonus (e con percentuali maggiori) anche gli interventi di demolizione-ricostruzione, poiché porterebbero ad organismi edilizi efficienti e performanti, e di privilegiare (sempre utilizzando quote maggiori di detrazione) gli interventi accoppiati al sismabonus;
- parallelamente si ritiene corretto il mantenimento degli incentivi di natura urbanistica premiando gli interventi di efficientamento (anche in caso di demolizione e ricostruzione) con maggiori altezze, maggiore superficie utile costruibile, ecc.
- l'altro maxi-capitolo degli incentivi tramite detrazione, quello degli interventi spot, è quello che dovrà subire nei prossimi anni un ingente lavoro di ottimizzazione e strutturazione sistemica. L'obiettivo dovrà essere quello di evitare interventi singoli di scarsa efficacia se affrontati singolarmente (come ad es. il cambio degli infissi in un involucro non isolato) e di istituire, alternativamente, incentivi per blocchi di interventi, come, ad esempio, quello dell'isolamento dell'involucro (cappotto + cambio infissi) o della sostituzione dell'impianto di riscaldamento (caldaia + pompa di calore + riscaldamento a pavimento). Non si sta suggerendo di eliminare le detrazioni per singoli interventi, bensì di differenziarli fortemente (in termini di percentuali, massimali di detrazione ed anni di durata) rispetto agli stessi se inclusi in un sistema organico di lavorazioni;
- a questo proposito, si suggerisce l'integrazione al decreto incentivi di un comma per chiamare in causa l'Autorità per la revisione periodica degli interventi incentivabili, con la finalità di controllare l'attualità di certe lavorazioni e di, eventualmente, aggiungerne di nuove, seguendo gli sviluppi tecnologici del settore.

5.2.5.2 Revisione della normativa attuale

L'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l'Energia nel corso del suo mandato ha svolto incontri con gli ordini professionali della Repubblica di San Marino al fine di comprendere dal mondo professionale le richieste di modifica alla normativa attualmente in vigore, Legge n.48/2014.

In particolare, si ritiene necessario un aggiornamento normativo in analogia a quella italiana ed alla UNI 11300:

- nuova ripartizione delle classi energetiche con classe A divisa in A1-A2-A3-A4;
- aggiornamento secondo le norme UNI TS 11300. Tale richiesta deriva in particolare per le problematiche delle software house di mantenere aggiornati gli utenti sammarinesi, visto l'esiguo numero;
- informatizzazione delle procedure burocratiche/amministrative legate alle pratiche edilizie da presentare allo Sportello. Viene richiesta inoltre una semplificazione in caso di interventi edilizi

minori quali a titolo di esempio realizzazione di nuove aperture finestrate, suddivisione di unità immobiliari senza modifiche agli impianti di riscaldamento;

- obbligo di certificato energetico in caso di compravendita immobiliare per le unità realizzate dopo l'anno 2008, così da poter costituire un catasto energetico.

5.3 Azioni di promozione e coinvolgimento

5.3.1 Campagne di informazione

Come suggerito nei PEN precedenti, con indicazioni che restano valide, resta sempre attuale la necessità di azioni di informazione e di sviluppo di una generalizzata consapevolezza sulle problematiche energetiche, attraverso campagne di informazione e promozione mirate agli utenti, con il supporto informativo dei professionisti del settore, con il coinvolgimento delle scuole, dell'A.A.S.S. e delle associazioni professionali e di categoria.

Le politiche energetiche, ancora di più in periodi di grandi instabilità come quelli attuali, dovranno essere supportate da un progetto educativo che dovrà coinvolgere la cittadinanza sammarinese evidenziando il ruolo di ogni singolo cittadino nelle politiche di risparmio energetico e nelle strategie per la riduzione dei gas serra.

Allo scopo si dovranno promuovere, con il coordinamento dello "Sportello per l'Energia", campagne di sensibilizzazione presso la cittadinanza e progetti educativi nelle scuole, capaci di sensibilizzare il cittadino al risparmio, al controllo e alla razionalizzazione dei consumi domestici.

5.3.2 Contrasto alla povertà energetica

L'energia è considerato un bene primario, al pari del cibo e della casa, poiché è condizione indispensabile per poter vivere una vita dignitosa e in salute, oltre che per potersi muovere e accedere al mercato del lavoro.

La povertà energetica viene definita dall'European Commission Citizen Energy Forum del 2016 come *"una situazione nella quale una famiglia e/o un individuo non siano in grado di pagare i servizi energetici primari (riscaldamento, raffrescamento, illuminazione, mobilità e corrente) necessari a garantire un tenore di vita dignitoso, a causa di una combinazione di basso reddito, spesa per l'energia elevata e bassa efficienza energetica nella propria abitazione"*.

Le spese energetiche dei singoli cittadini e delle famiglie sono definite anelastiche, intendendo per esse spese difficilmente comprimibili perché necessarie a vivere in salute. Una loro contrazione per mancanza /o scarsità di reddito comporterebbe l'impossibilità di climatizzare gli ambienti in cui si vive, illuminare adeguatamente gli stessi per lavorare o studiare, conservare e cucinare gli alimenti. La mancanza indicatori efficaci genera una oggettiva difficoltà nella rilevazione delle famiglie e dei cittadini che soffrono di povertà energetica.

È vero che, come dichiarato nella Voluntary National Review dell'Agenda 2030, a San Marino "non esistono forme estreme di povertà. Gli individui e le famiglie a rischio di povertà relativa possono contare su un sistema di assistenza sociale altamente inclusivo". È però anche vero che dopo la crisi pandemica e soprattutto dopo il rialzo dei costi dell'energia descritti nel paragrafo 3.1.6 e i conseguenti aumenti tariffari descritti nel capitolo 3.3, ci possano essere situazioni di sofferenza che devono assolutamente essere individuate e contrastate.

Le politiche di contrasto alla povertà energetica possono essere classificate in:

Politiche di protezione: sono interventi a breve termine che prevedono aiuti sotto forma di sussidi ai cittadini a basso reddito e che permettono l'accesso all'energia per ridurre la spesa energetica delle famiglie (e.g. bonus o tariffe sociali);

Politiche di promozione: interventi a medio-lungo termine per fornire a coloro che vivono in povertà energetica gli strumenti per uscire da una condizione di indigenza migliorando l'efficienza energetica delle abitazioni (regolamenti, agevolazioni fiscali, certificati prestazione energetica, energy tutor, etc.).