

PIANO ENERGETICO REGIONALE (PER Lazio)

PARTE I

Contesto di riferimento

Direzione Regionale Infrastrutture e Mobilità

Dicembre 2021

Indice

Introduzione	13
PARTE I - Contesto di riferimento.....	15
I.1 Executive summary.....	15
I.2 Quadro di indirizzo strategico, normativo e regolatorio.....	20
I.2.1 Le recenti evoluzioni del contesto normativo internazionale e europeo.....	20
I.2.2 Quadro normativo nazionale relativo all’efficienza energetica e fonti rinnovabili.....	32
I.2.3 Quadro strategico e normativo regionale per l’efficienza energetica e le FER.....	47
I.3. Consumi e produzione energetica in ambito regionale	51
I.3.1. Domanda di energia regionale.....	52
I.3.2 Intensità energetica	61
I.3.3 Il Consumo energetico pro-capite.....	65
I.3.4. Il bilancio elettrico regionale	67
I.3.5. Potenza e produzione elettrica in ambito regionale	69
I.3.6 Centrali termoelettriche e impianti di termovalorizzazione	77
I.3.7 Emissioni di CO₂.....	79
I.4. Descrizione delle infrastrutture della rete elettrica e di distribuzione del gas.....	86
I.4.1 Le infrastrutture di trasporto dell’energia elettrica.....	86
I.4.2 Interventi programmati sulla RTN elettrica nel Lazio.....	87
I.4.3 Interventi programmati nella distribuzione elettrica di Roma Capitale.....	90
I.4.4 Le infrastrutture di trasporto del gas naturale	91
I.4.5 Interventi programmati sulla rete di trasporto del gas naturale	93
I.4.6 Potenziali sinergie tra i settori energetici (“sector coupling”).....	96
I.4.7 Accettabilità sociale delle infrastrutture energetiche	98
I.5. Analisi del potenziale tecnico-economico delle FER (elettriche e termiche) nel Lazio... 99	
I.5.1 I parametri di riferimento delle principali tecnologie	100
I.5.2 Energia fotovoltaica	102
I.5.3. FER C -Solare termico.....	111
I.5.4. FER E - Energia eolica.....	112
I.5.5. Energia idroelettrica	116
I.5.6 Bioenergie	118
I.5.7 Energia da fonte geotermica.....	132
I.5.8 Sintesi del potenziale tecnico-economico da FER	147

I.6. Analisi del potenziale del miglioramento dell'efficienza	148
I.6.1. Analisi energetica del settore civile e valutazione dei risparmi conseguibili	148
I.6.2. Analisi del settore industriale ed individuazione delle aree tecnologiche di intervento	188
I.6.3. Analisi del settore agricolo ed individuazione delle aree tecnologiche di intervento .	205
I.6.4. Recupero aree marginali o degradate da attività antropiche.....	206
I.6.5 Analisi energetica del settore trasporti e valutazione dei risparmi conseguibili.....	208
I.6.6 Sintesi dei potenziali tecnico-economici da efficienza energetica	229

Indice Figure

Figura I.1- Schema del Green deal europeo	23
Figura I.2- Schema del Green deal europeo	25
Figura I.3- Traiettorie delle emissioni di gas serra europee in uno scenario a 1,5°C (Fonte: Commissione europea)	29
Figura I.4- Roadmap obiettivi europei di decarbonizzazione al 2030 e al 2050	29
Figura I.5- Architettura del pacchetto "Fit for 55"	31
Figura I.6 - Confronto fra le emissioni totali e gli assorbimenti di gas serra nei dati storici (2005 e 2018), nello scenario PNIEC proiettato al 2050 (Riferimento) e nello Scenario di decarbonizzazione al 2050.....	37
Figura I.7 - Bilancio energetico italiano nel 2018.....	38
Figura I.8 - Previsione di bilancio energetico italiano nel 2050	39
Figura I.9- La regionalizzazione dell'obiettivo di copertura dei consumi finali con fonti rinnovabili: Consumi finali lordi di energia (%)	40
Figura I.10 – Obiettivi Burden Sharing e dati rilevati Lazio	41
Figura I.11 Consumo interno lordo per fonte, 2009-2019 (ktep) nel Lazio	52
Figura I.12 Consumo interno lordo per fonte, 2009-2019 (ktep) in Italia	52
Figura I.13 – Percentuale di consumo interno lordo per fonte 2019. Lazio vs. Italia	53
Figura I.14 Consumi energetici finali (ktep) del Lazio per fonte, anni 2009-2019	54
Figura I.15 Distribuzione dei consumi energetici finali (%) in Italia e nel Lazio per fonte nell'anno 2019	54
Figura I.16 Consumi energetici finali e lordi (ktep) del Lazio per settore, anni 2009-2019.....	55
Figura I.17 Suddivisione dei consumi energetici finali (%) per sub-settore, anno 2019.....	55
Figura I.18 Consumo energetico finale per fonte nel settore industria, anno 2019	56
Figura I.19– Percentuale del consumo energetico finale per fonte nel settore civile, anno 2019	56
Figura I.20– Consumo energetico finale per fonte nel settore Trasporti (anno 2019).....	57
Figura I.21: Contributo del Lazio ai consumi finali nazionali (%) per fonte, anni 2009-2019	57
Figura I.22: Contributo del Lazio ai consumi finali nazionali (%) per fonte, anni 2009-2019	58
Figura I.23: Domanda e offerta di energia nel Lazio (ktep), anni 2009-2019	59
Figura I.24: Bilancio energetico regionale in sintesi - Lazio 2019	60
Figura I.25: Intensità energetica primaria e intensità energetiche finali (tep/M€ 2015), anni 2009-2019	62
Figura I.26: Intensità energetica finale di Lazio, Italia e Unione Europea (tep/M€ ₂₀₁₅), anni 2009-2019	63
Figura I.27: Intensità energetica finale per settore di utilizzo (tep/M€ ₂₀₁₅), anni 2009-2019 , Lazio	64
Figura I.28: Confronto Italia (I) – Lazio (L) del consumo primario e finale pro-capite (tep/ab.), anni 2009-2019.....	66

Figura I.29 – Consumi elettrici nel Lazio per categoria di utilizzatori (GWh, anno 2019)	67
Figura I.30 – Mix produzione elettrica netta nel Lazio (GWh, anno 2019)	68
Figura I.31 – Produzione e richiesta di energia elettrica nel Lazio (TERN, dati 1973 - 2019)	68
Figura I.32– Superi e deficit della produzione di energia elettrica rispetto alla richiesta: il Lazio a confronto con le altre regioni e con l'Italia (TERN, dati 2019)	69
Figura I.33 - Potenza elettrica lorda installata (GW) e produzione elettrica lorda (TWh) nel Lazio, anni 2011-2019	70
Figura I.34- Potenza elettrica lorda installata (GW) e produzione elettrica lorda (GWh) da FER nel Lazio, anni 2011-2019	72
Figura I.35: – Produzione elettrica da FER-E in Italia e nel Lazio per fonte (%), anno 2019	74
Figura I. 36 - Produzione elettrica lorda (GWh) da Bioenergie - Lazio, anni 2011-14	77
Figura I. 37 - Andamento delle emissioni di CO ₂ nel Lazio (tonnellate), periodo 1990-2019.....	79
Figura I.38- Andamento delle emissioni di CO ₂ nel Lazio (base 100 valori 1990)	80
Figura I.39: Composizione delle emissioni di CO ₂ nel Lazio (%), anni 1990 e 2019.....	81
Figura I.40: Composizione delle emissioni di CO ₂ nella provincia di Frosinone negli anni 1990 e 2019.....	82
Figura I.41: Composizione delle emissioni di CO ₂ nella provincia di Latina negli anni 1990 e 2019	82
Figura I.42: Composizione delle emissioni di CO ₂ nella provincia di Rieti negli anni 1990 e 2019.....	83
Figura I.43: Composizione delle emissioni di CO ₂ nella provincia di Roma negli anni 1990 e 2019	83
Figura I.44: Composizione delle emissioni di CO ₂ nella provincia di Viterbo negli anni 1990 e 2019.....	84
Figura I.45: – Estensione della RTN elettrica nel Lazio (220 e 380 kV) (TERN, dati aggiornati al 31/12/2014)	86
Figura I.46 – Interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (TERN, giugno 2021).....	89
Figura I.47 – Volumi di gas riconsegnati per provincia (SRG SPA dati anno 2014 e SGI SPA dati anno 2020)	93
Figura I.48 – Principali progetti di sviluppo nel Lazio (SNAM RETE GAS dati aggiornati al 2016)	
Figura I.49 Distribuzione spaziale del LCOE degli impianti solari fotovoltaici sui tetti nell'UE. Fonte 57..	101
Figura I.50 Distribuzione regionale della Potenza fotovoltaica installata al 2020. Fonte: GSE.	102
Figura I.51 Distribuzione provinciale della potenza fotovoltaica installata al 2020. Fonte: GSE.....	103
Figura I.52 Previsione del mercato tecnologico al 2030.	107
Figura I.53 - Impianti eolici installati nel Lazio al 2019. Fonte GSE AtImpianti.....	112
Figura I.54 Velocità media annua del vento a 75m s.l.t. / s.l.m. – Lazio. Fonte: RSE	113
Figura I.55 Proposta operative per la redazione dei piani dello spazio marittimo, Fonte: DGR n. 710 del 26 ottobre 2021	115
Figura I.56 Schema a blocchi impianto a bioenergie	129

Figura I.57 Ipotesi di sfruttamento biomasse e frazione organica rifiuti – Contributi FER [ktep].....	131
Figura I.58 - Sistema idrotermale. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico	132
Figura I.59 Sistema GSHP (Ground-Source Heat Pump). Fonte: Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM.....	133
Figura I.60 Distribuzione territoriale dei pozzi geotermici caratterizzati per profondità, stratigrafia e temperature in pozzo.....	136
Figura I.61 – Carta titoli per risorse geotermiche – Regione Lazio.....	137
Figura I.62 Potenziale tecnico economico da FER: potenza installata (MW) e produzione di energia (GWh/anno) al 2050.....	147
Figura I.63 Potenziale tecnico economico da FER: produzione di energia (ktep) al 2050.....	147
Figura I.64– Numero edifici per stato di conservazione, Italia e province laziali, 2011	151
Figura I.65– Numero edifici per classe di età, Italia e province laziali, 2011	151
Figura I.66 – Alloggi gestiti dalle ATER, per provincia - Lazio.....	154
Figura I.67 Alloggi gestiti dalle ATER, per provincia e data di costruzione- Lazio	154
Figura I.68- Consumi da fonte fossile delle Aziende Sanitarie del Lazio (tep).....	164
Figura I.69- - Ripartizione dei consumi degli immobili della Regione Lazio nella disponibilità delle Aziende Sanitarie del Lazio oggetto della gara per l’affidamento del Multiservizio Tecnologico e fornitura vettori energetici.....	164
Figura I.70– Mappa degli interventi in corso d’opera su scuole pubbliche, per tipologia di fondo.....	183
Figura I.71 – Evoluzione di efficacia luminosa di sorgenti.....	185
Figura I.72 – Ripartizione per provincia dei consumi elettrici per illuminazione pubblica (mln di kWh) ...	187
Figura I.73– Valore aggiunto per branche dell’industria manifatturiera del Lazio (valori concatenati al 2015, 1995=100), anni 1995-2018.....	189
Figura I.74– Incidenza percentuale di ogni settore economico sul totale delle diagnosi presentate	194
Figura I.71– Quote di risparmio annuo di energia finale, tempi di ritorno e numero di interventi individuati	201
Figura I.76: Impatto ambientale - Beneficio monetario complessivo	213
Figura I.77 Obiettivi governativi ufficiali di sostituzione progressiva delle autovetture a combustione interna nel mondo	218
Figura I.78 - Obiettivi governativi ufficiali di sostituzione progressiva dei camion a combustione interna nel mondo.....	219
Figura I.79 Mappa di città europee che hanno adottato politiche per la decarbonizzazione dei trasporti.....	220
Figura I.80 La serie storica delle emissioni medie di CO ₂ delle vetture nuove in Europa dal 2010, con e senza il credito per le auto a emissioni basse e nulle - in basso la percentuale delle vendite delle auto che hanno diritto al credito	221
Figura I.81 Annunci delle principali case costruttrici sul mercato delle autovetture elettriche.....	221

Figura I.82 annunci dei costruttori – in alto relativi a vendite e nuovi modelli di VCL, in basso di vendite attuali e future dei veicoli commerciali e degli autobus a zero emissioni (a batteria e a fuel cells)	222
Figura I.83 Obiettivi attuali e preannunciati sulla riduzione delle emissioni per il trasporto pesante per tipologia e anno, negli anni 2020-2023	223
Figura I.84 Quota in Europa dei veicoli ad alimentazione alternativa per tipologia di veicoli – anno 2020/2024	
Figura I.85 A sinistra la distribuzione delle stazioni di ricarica in Europa (settembre 2021), a destra l'andamento delle stazioni di ricarica in Italia, distinte in stazioni a bassa e alta potenza	226
Figura I.86.– Scenario Green Deal: composizione del parco autovetture per alimentazione	227
Figura I.87 – Risparmio energetico (ktep) da misure di efficienza energetica per settore, anni 2019-2050	229
Figura I.88 Risparmio energetico complessivo (ktep) da misure di efficienza energetica, anni 2017-2050	230

Indice tabelle:

Tabella I.1: Intensità energetica finale per settore di utilizzo (tep/M€ ₂₀₁₅), anni 2009-2019.....	64
Tabella I.2: Confronto Italia – Lazio del consumo primario e finale pro-capite (tep/ab.), anni 2009-2019..	65
Tabella I.3 Impianti e produzione di energia elettrica nel Lazio per fonte, anni 2011-2014	71
Tabella I.4– Quota di FER–E sui CFL-E, %	74
Tabella I.5 Potenza nominale rinnovabile installata al 2020 per fonte e per provincia. Elaborazione ENEA su dati GSE	75
Tabella I.6 Numero di impianti FER installati al 2020 per fonte e per provincia. Elaborazione ENEA su dati GSE	75
Tabella I.7 Potenza (MW) delle principali centrali termoelettriche del Lazio	78
Tabella I.8 Quantitativi di rifiuti (t/anno) trattati dai principali impianti di termovalorizzazione del Lazio ..	78
Tabella I.9: Emissioni di CO ₂ delle province laziali sul totale Lazio (%) - Fonte: Ispra	85
Tabella I.10- Consistenza della RTN nel Lazio e in Italia. (TERNA, dati aggiornati al 31/12/2014).	86
Tabella I.11 - Consistenza della rete del gas naturale nel Lazio (SRG e SGI, dati aggiornati al 31/12/2020).	92
Tabella I.12 - Distribuzione del gas (Elaborazione GSE su dati MiSE)	92
Tabella I.13 – Riepilogo principali Progetti di Sviluppo (SNAM RETE GAS dati aggiornati al 2016) ..	
Tabella I.14 – Principali Progetti di sviluppo nel Lazio (SOCIETA' GASDOTTI ITALIA, dati aggiornati al 2016).	
Tabella I.15 - Principali Progetti di mantenimento (SNAM RETE GAS dati aggiornati al 2016)	94
Tabella I.16 - Principali Progetti di mantenimento nel Lazio (SOCIETA' GASDOTTI ITALIA, dati aggiornati al 2016)	
Tabella I.17 – Indicatori tecno-economici delle principali tecnologie di produzione elettrica da FER. Fonte: AIE, World Energy Outlook 2021.	100
Tabella I.18 – Costo di investimento e vita tecnica delle principali tecnologie di produzione elettrica da FER.	102
Tabella I.19 - Indicatori PV 2020 per il Lazio. Elaborazione ENEA su dati GSE.	103
Tabella I.20 Descrizione del parco immobiliare ai fini della stima di potenziale fotovoltaico e principali indicatori di utilizzo nell'anno 2011. Fonte: ISTAT.	104
Tabella I.21 – Consistenza edilizia per tipologia di edificio, anno 2011. Fonte ISTAT.	105
Tabella I.22 Produzione annuale di un impianto fotovoltaico su tetto. Fonte: ENEA	106
Tabella I.23– Numero di edifici ad uso non residenziale per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011. Fonte ISTAT.	107
Tabella I.24 Superfici regionali per classi di copertura. Fonte ARSIAL.	109
Tabella I.25 Potenziale tecnico-economico da fotovoltaico	111

Tabella I.26 Potenziale tecnico-economico di energia eolica nel Lazio al 2050.....	116
Tabella I.27 Elenco delle principali concessioni idroelettriche di grandi derivazioni nel Lazio.....	116
Tabella I.28 - Biomasse solide agricole e industriali potenziale lordo	
Tabella I.29 - Biomasse solide agricole e industriali.....	119
Tabella I.30 - Biomasse solide agricole e industriali potenziale netto	120
Tabella I.31 - Biomasse forestali - Potenziale lordo.....	120
Tabella I.32 - Biomasse fermentescibili totali – Potenziale biogas lordo	120
Tabella I.33 - Frazione organica da rifiuti solidi urbani e rifiuto verde - Produzione biogas lordo	121
Tabella I.34 - Frazione organica da rifiuti solidi urbani e rifiuto verde - Potenziale biogas lordo	121
Tabella I.35 Residui del trattamento da avviare a smaltimento	122
Tabella I.36 - Residui a smaltimento - Potenziale biogas lordo.....	122
Tabella I.37 Producibilità impianti a fonti rinnovabili.....	123
Tabella I.38 Consumi primari impianti a bioenergie installati al 2014.....	123
Tabella I.39 - Frazione organica a trattamento in impianti esistenti – Potenziale indisponibile.....	124
Tabella I.40 - Disponibilità biomasse solide forestali nel Lazio	125
Tabella I.41 - Consumi energetici delle famiglie del Lazio.....	126
Tabella I.42 Biomasse solide disponibili ad un impiego energetico.....	126
Tabella I.43 Biogas da rifiuti disponibile ad un impiego energetico.....	127
Tabella I.44- Sviluppo regionale Fer-E C al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento.....	128
Tabella I.45 – Possibilità di utilizzo delle biomasse nel Lazio: quadro di sintesi.....	130
Tabella I.46 Permessi di ricerca di risorse geotermiche e concessioni di coltivazioni. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.....	137
Tabella I.47 Istanze di permesso di ricerca di risorse geotermiche. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico	138
Tabella I.48 Percentuale di superficie sfruttabile nei municipi del comune di Roma. Fonte: GSE-RSE	141
Tabella I.49 Percentuale di superficie idonea nei municipi del comune di Roma. Fonte: GSE-RSE.....	143
Tabella I.50 – Previsioni di potenziale sviluppo geotermico nel Comune di Roma - Scenario al 2030. Fonte: GSE-RSE.....	144
Tabella I.51 Parametri climatici di riferimento - Lazio.	145
Tabella I.52 Sintesi potenziale tecnico-economico da geotermia.....	146
Tabella I.53 Stima della superficie da riqualificare e relativi investimenti negli edifici ad uso residenziale	149
Tabella I.54 – Struttura del sistema insediativo del Lazio per provincia, anno 2011	150

Tabella I.55 – N° di edifici suddivisi per classe di età e stato di conservazione, Lazio e province laziali – ISTAT 2011	152
Tabella I.56 – Alloggi gestiti dalle ATER del Lazio	153
Tabella I.57 – Numero di abitazioni occupate da residenti per tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto di riscaldamento, dettaglio provinciale - Lazio	155
Tabella I.58 – Edifici e complessi di edifici ad uso non residenziale per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011	156
Tabella I.59 – Strutture ricettive per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011	157
Tabella I.60 – N° e superficie (mq) delle grandi strutture di vendita, anni 2011-2013, dettaglio provinciale - Lazio	157
Tabella I.61 – Grandi strutture di vendita del Lazio per tipologia, anno 2013, dettaglio provinciale	158
Tabella I.62 – Scuole statali e paritarie, anno scolastico 2018/2019, dettaglio provinciale – Lazio.....	159
Tabella I.63 – Distribuzione scuole per Superficie - Lazio	159
Tabella I.64 – Distribuzione scuole per numero di piani - Lazio	160
Tabella I.65 – Accorgimenti riduzione consumi energetici - Lazio	161
Tabella I.66– Distribuzione scuole per tipologia di impianto di riscaldamento - Lazio	161
Tabella I.67 – Numero di strutture sanitarie insistenti sul territorio regionale per provincia, ASL di appartenenza e tipologia di struttura	162
Tabella I.68 - Confronto PL presenti e programmati per area territoriale.....	163
Tabella I.69 – Ripartizione tra elettrici e termici dei consumi energetici per posto letto (PL)	165
Tabella I.70 – Risparmi conseguiti per tipologia (GWh/anno), anni 2014-2019	167
Tabella I.71 – Risparmi (GWh/anno) per tecnologia, anno 2019 e totale 2014-2018	168
Tabella I. 72 – Bonus Casa: interventi per i quali è pervenuta ad ENEA richiesta di accesso all'incentivo, superficie o potenza installata, risparmio energetico conseguito (MWh/anno) o energia elettrica prodotta (MWh/anno), anno 2019	169
Tabella I.73 – Superbonus 110%: numero di edifici e totale investimenti ammessi Italia (dati agosto 2021)	170
Tabella I.74 – Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente: Interventi effettuati, investimenti attivati (M€) e risparmi energetici conseguiti (GWh/anno) per tipologia nel Lazio	171
Tabella I.75 – Interventi di risparmio energetico che accedono alle detrazioni fiscali del Bonus Casa, anno 2019.....	171
Tabella I.76 – Trend della spesa sostenuta (euro) nel Lazio per interventi di efficienza energetica incentivati con le detrazioni fiscali del 65%, anni 2008-2019.....	172
Tabella I.77 – Superficie o unità installate per tecnologia, investimenti (M€), risparmi energetici (GWh/anno), investimenti per abitante (€/ab), per provincia, anno 2019	173

Tabella I.78– Superbonus 110%: numero di edifici e totale investimenti ammessi LAZIO (dati agosto 2021)	174
Tabella I.79– Richieste presentate (n) e incentivo richiesto (M€) nel Conto Termico anni 2013-2019	175
Tabella I.80– Conto Termico nel Lazio: interventi ed incentivi per tipologia (anno 2019)	175
Tabella I.81 - Conto Termico nel Lazio: numero di interventi e incentivo € (anni 2013-2019).....	176
Tabella I.82- Potenziale di riduzione consumi regionali nel Lazio al 2030 per interventi eseguiti dal 2022 sugli edifici residenziali nello scenario di riferimento.....	177
Tabella I.83 - Potenziale di riduzione consumi regionali nel Lazio al 2030 per interventi eseguiti dal 2022 sugli edifici residenziali nello scenario Green Deal	179
Tabella I.84 – Strategia di riqualificazione del patrimonio immobiliare residenziale del Lazio.	180
Tabella I.85 – Consumi di energia elettrica per illuminazione pubblica nel Lazio (GWh e ktep), anni	186
Tabella I.86 – Peso percentuale province nel valore aggiunto settoriale regionale	189
Tabella I.87 – TEE: progetti presentati, TEE riconosciuti e risparmi certificati (tep) in Italia, anno 2019 ..	191
Tabella I.88 – TEE: progetti presentati, TEE riconosciuti per settore anno 2019 - Italia	191
Tabella I.89 – Certificati bianchi emessi dall’avvio del meccanismo al 2019, per combustibile risparmiato (tep) e metodo di valutazione del progetto(TEE) – Lazio	192
Tabella I.90 – Diagnosi energetiche eseguite ai sensi dell’articolo 8 del D.lgs. 102/2014, totale Italia, anno 2019	193
Tabella I.91 Numero di diagnosi energetiche e percentuale sul totale per sezione ATECO	193
Tabella I.92– Diagnosi energetiche eseguite ai sensi dell’articolo 8 del D.lgs. 102/2014, totale Lazio.....	195
Tabella I.93 Numero di diagnosi energetiche e percentuale per sezione ATECO	196
Tabella I.94 – Distribuzione interventi effettuati ed individuati per settore ATECO - Lazio.....	197
Tabella I.95 – Distribuzione interventi effettuati ed individuati con risparmi di energia finale per settore ATECO -Lazio.....	198
Tabella I.96– Distribuzione interventi effettuati ed individuati con risparmi di energia primaria per settore ATECO - Lazio	199
Tabella I.97– Interventi effettuati e individuati per area	200
Tabella I.98 – Numero di interventi, risparmio annuo e investimenti cumulati per classe di tempo di ritorno	202
Tabella I.99 – Numero di interventi, risparmio annuo e investimenti cumulati per classe di tempo di ritorno	202
Tabella I.100- Energy Manager obbligati nominati (*) nel 2019 in accordo con l’articolo 19 della Legge 10/91	203
Tabella I.101 Sintesi dei risparmi previsti settore Industria per il raggiungimento degli obiettivi in Ktep .	204
Tabella I.102– Superficie coltivata in serra (ha) in Italia e Lazio per coltura e provincia, periodo 2005-2010	205

Tabella I.103- Superficie di serra potenzialmente riscaldata e/o raffrescata, per tecnologia.....	206
Tabella I.104– Immatricolazioni di autovetture nel Lazio, anni 2005-2020.....	224
Tabella I.105– Parco veicoli circolante per tipologia, Lazio e Italia, anni 2005-2020.....	225

ALLEGATI

ALLEGATO I.0 Processo di costruzione del PER adottato con DCR 98 del 10/3/2020

ALLEGATO I.1 Ricognizione Normativa Comunitaria

ALLEGATO I.2 Sintesi ragionata dei principali strumenti programmatici e attuativi e Ricognizione Normativa Nazionale

ALLEGATO I.3 Sintesi ragionata dei principali strumenti programmatici e attuativi e Ricognizione Normativa Regionale

ALLEGATO I.4 Addendum idrogeno

ALLEGATO I.4bis Bilanci energetici regionali Italia e Lazio ANNI 2009-2019

ALLEGATO I.5 Elenco degli impianti ammessi al Ritiro Dedicato alla Tariffa Onnicomprensiva e qualificati IAFR

ALLEGATO I.5bis Elenco richieste di connessione accettate da TERNA per impianti FV ed eolici (31/12/2020)

ALLEGATO I.6 Elenco impianti trattamento RSU e discariche

ALLEGATO I.7 Elenco siti ETS

ALLEGATO I.8 Radiazione solare giornaliera su superficie orizzontale nei comuni del Lazio

ALLEGATO I.9 Ipotesi di sfruttamento delle biomasse residuali

ALLEGATO I.10 Ricognizione delle aree dei Consorzi di Sviluppo Industriale nel Lazio potenzialmente utilizzabili a fini energetici

ALLEGATO I.11 Bonifica di siti contaminati

Introduzione

Il Lazio è uno dei principali motori di produzione del Paese, infatti, con un PIL di 200,9 miliardi di euro nel 2019, l'economia laziale rappresenta circa l'1,2% del prodotto nazionale ed è paragonabile a quella di intere nazioni europee (Portogallo, Ungheria, Irlanda, Grecia).

Il Lazio è tra le regioni con la maggiore potenzialità di imprese “green”, ma d'altro lato è anche tra le regioni con maggiore complessità strutturale. Il Lazio ha infatti: (i) una grande area metropolitana ad economia prevalentemente terziaria, (ii) grandi poli energetici ad alta produzione fossile con potenza superiore a 300 MW¹ (Montalto, Civitavecchia, Roma, Aprilia), (iii) aree industriali organizzate in distretti industriali a vocazione specialistica e sistemi produttivi locali diffusi negli ambiti territoriali delle cinque province, affiancati a piccole e micro realtà produttive ubicate molto spesso ai margini dei territori urbani periferici, (iv) vasti territori rurali con estrema parcellizzazione della proprietà, piccoli comuni, comunità montane ed aree naturali di pregio.

Il Piano Energetico Regionale attualmente in vigore fu approvato dal Consiglio Regionale del Lazio con Deliberazione n. 45 del 14/02/2001 con riferimento ad un quadro profondamente diverso da quello attuale. In questa realtà, strutturalmente resa ancora più complessa dai profondi cambiamenti intervenuti a tutti i livelli negli scenari globali e nazionali, è stato quindi avviato dalla Regione Lazio il processo di costruzione² del nuovo Piano Energetico Regionale (PER) adottato con DGR n.98 del 10/03/2020.

Con riferimento al suddetto PER, il presente aggiornamento fortemente voluto dalla *VI Commissione Consiliare permanente per i Lavori Pubblici, Infrastrutture, Mobilità e Trasporti* e dall'*Assessorato alla Transizione Ecologica e Trasformazione Digitale (Ambiente e Risorse Naturali, Energia, Agenda Digitale e Investimenti Verdi)* della **Regione Lazio**, si allinea alle recenti ed ambiziose politiche europee di decarbonizzazione, dove l'Europa ha assunto un ruolo di *leadership*, ponendosi l'obiettivo di diventare il primo continente “*carbon neutral*” entro il 2050.

La decarbonizzazione è infatti il pilastro fondamentale del *New Green Deal* e questo aggiornamento di Piano incorpora tali obiettivi in maniera sinergica, ivi inclusi i nuovi obiettivi annunciati dalla Commissione Europea con il cosiddetto pacchetto di riforme “*Fit for 55*”, con lo scopo di accelerare il passo di decarbonizzazione già al 2030.

Tali obiettivi sono stati assunti anche dall'Italia attraverso il *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)*. Il PNRR profila, dunque, un futuro aggiornamento degli obiettivi sia del *Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC)* approvato nel 2019 sia della *Strategia di Lungo Termine per la Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra*, per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea.

Nelle more di tale aggiornamento, che sarà condizionato anche dall'approvazione definitiva del Pacchetto legislativo europeo “*Fit for 55*”, il Ministero della transizione ecologica ha proposto il *Piano per la Transizione*

¹ Centrale termoelettrica di Civitavecchia (RM) – Torre Valdaliga Nord con potenzialità di 1980 MW, alimentazione a carbone; Centrale termoelettrica di Civitavecchia (RM) – Torre Valdaliga Sud con potenzialità di 1520 MW, alimentazione a gas naturale; Centrale termoelettrica di Montalto di Castro (VT) con potenzialità di 3600 MW, (non in esercizio); Centrale termoelettrica di Aprilia (LT) con potenzialità di 800 MW, alimentazione a gas naturale e turbogas; Centrale termoelettrica di Roma, località Tor di Valle, con potenzialità di 300 MW, alimentazione a gas naturale.

² Per una disamina del processo di costruzione del PER adottato con DGR n. 98 del 10/03/2020 si veda l'Annesso I.0

Ecologica (PTE), che fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel PNRR. Il punto di partenza è la crescita conosciuta dalle FER nell'ultimo quindicennio, sia dal lato della produzione che del consumo; incremento che ha permesso il buon posizionamento del Paese tra le grandi economie europee. Il PNRR ha assunto la centralità della transizione ecologica e, al suo interno, dell'incremento dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle energie rinnovabili funzionali al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

In questo contesto la transizione energetica rappresenta uno degli architravi (forse il principale) intorno al quale si giocano le sfide per il futuro. Il contrasto ai cambiamenti climatici - nell'ottica indicata dall'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e negli accordi da Parigi (COP 21) a Glasgow (COP 26) - vede infatti nella questione energetica un elemento essenziale, dato anche il valore del contributo fornito dal settore all'inquinamento ambientale; allo stesso tempo, l'individuazione di un nuovo paradigma energetico che superi quello legato all'uso lineare delle risorse e in particolare all'impiego dei combustibili fossili e propedeutico alla completa affermazione di un nuovo modello di economia circolare; in terzo luogo, la diffusione delle energie ecosostenibili può consentire di rivedere gli squilibri oggi presenti a livello geoeconomico internazionale, e di favorire processi di sviluppo delle economie oggi meno avanzate, anche in un'ottica di riduzione delle disuguaglianze economiche e sociali.

Il pilastro di solidarietà sociale della transizione è emerso anche al G20, conclusosi a Roma il 31 ottobre 2021, dove l'Italia e l'Europa hanno assunto anche qui un ruolo di leadership globale nel sostenere i Paesi più fragili nella corsa alla decarbonizzazione, avendo guidato la redazione e firma della dichiarazione finale del G20, dove sono stati promessi sostanziali aiuti economici per aiutare i Paesi in via di sviluppo a sostenere i costi della transizione.

Con questo aggiornamento di Piano quindi il Lazio si affianca all'Unione Europea e all'Italia nell'assumere un ruolo precursore nell'accelerare la decarbonizzazione del territorio e, allo stesso tempo, nel considerare le conseguenze sociali, come lo sviluppo occupazionale indotto dal riposizionamento delle filiere verso i settori della transizione ecologica e la lotta alla povertà energetica.

PARTE I - Contesto di riferimento

I.1 Executive summary

Nel 2021 l'IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*, che prevede la partecipazione e il contributo di istituti scientifici e scienziati di oltre 100 paesi) ha avvertito che sono in atto cambiamenti climatici che “*non hanno precedenti*” nelle ultime centinaia di migliaia di anni. Il pianeta è stato probabilmente più caldo nell'ultimo decennio di quanto sia mai stato negli ultimi 125 mila anni. Anche i livelli di anidride carbonica nell'atmosfera sono al punto massimo degli ultimi due milioni di anni, secondo il Rapporto³.

Combustibili fossili, agricoltura e allevamenti intensivi stanno portando anche i livelli di protossido di azoto e metano ai massimi da 800 mila anni a questa parte. “*Non c'è dubbio che l'intervento umano abbia riscaldato l'atmosfera, gli oceani e le terre emerse*”, si legge nel Rapporto. Si tratta di un'attribuzione di responsabilità molto più netta e chiara rispetto a tutti i pronunciamenti passati dell'IPCC. Anche nel migliore dei casi, alcuni dei cambiamenti – per esempio, l'incremento del livello dei mari – resteranno irreversibili per millenni. **L'IPCC ha affermato che è possibile evitare lo sfioramento della soglia degli 1,5° C se saranno adottate misure drastiche e immediate.** Il cambiamento climatico provocato dall'uomo colpisce già ogni regione del pianeta, secondo lo studio. Le inondazioni estreme, la siccità, gli incendi, le ondate di calore e le tempeste sono destinate ad aumentare di frequenza e gravità se il riscaldamento continuerà.

Con l'accordo di Parigi, i Paesi di tutto il mondo si sono impegnati a limitare il riscaldamento globale a 2°C, facendo il possibile per limitarlo a 1,5° C, rispetto ai livelli preindustriali. Per raggiungere questo obiettivo, l'Unione Europea attraverso lo *European Green Deal (COM/2019/640 final)* ha definito nuovi obiettivi energetici e climatici estremamente ambiziosi che richiederanno, rispetto al 1990, la riduzione pari a 55% dei gas climalteranti (*Green House Gases, GHG*) nel 2030 e la neutralità climatica nel 2050.

Tali obiettivi, come noto, sono stati recepiti nel pacchetto legislativo di riforme “*Fit for 55*” e, con lo scopo di accelerare il passo di decarbonizzazione, sono il pilastro fondamentale del *New Green Deal*.

Tali obiettivi sono stati assunti anche dall'Italia attraverso il *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)*. Il PNRR profila, dunque, un futuro aggiornamento degli obiettivi sia del *Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC)* approvato nel 2019 sia della *Strategia di Lungo Termine per la Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra*, per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea.

Nelle more di tale aggiornamento, che sarà condizionato anche dall'approvazione definitiva del Pacchetto legislativo europeo “*Fit for 55*”, il Ministero della Transizione Ecologica ha proposto il *Piano per la Transizione Ecologica (PTE)*, che fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

Il PTE indica un **nuovo obiettivo nazionale** di riduzioni **emissioni climalteranti al 2030**. Il precedente obiettivo del PNIEC consisteva, in termini assoluti, in una riduzione da 520 milioni di tonnellate emesse nel 1990 a 328 milioni al 2030. Ora, il target 2030 è intorno a quota **256 milioni di**

³ <https://www.ipcc.ch/sr15/>

tonnellate di **CO2** equivalente (-72 tonnellate, con una percentuale di riduzione che passa da -58,54 a -103,13).

Il Piano indica quindi la necessità di operare **ulteriori riduzioni di energia primaria** rispetto a quanto già disposto nel PNIEC: la **riduzione di energia primaria** dovrebbe passare dal 43 al **45%** (rispetto allo scenario energetico base europeo Primes 2007) da ottenere nei comparti a maggior potenziale di risparmio energetico come residenziale e trasporti, grazie anche alle misure avviate con il **PNRR**.

La generazione di energia elettrica dovrà **dismettere l'uso del carbone entro il 2025** e provenire **nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili**, fino a livelli prossimi al **95-100% nel 2050**. Pur lasciando aperta la possibilità di un contributo delle importazioni, di possibili sviluppi tecnologici e della crescita di fonti rinnovabili finora poco sfruttate (come l'**eolico offshore**), si punterà sul **solare fotovoltaico**, che secondo le stime potrebbe arrivare tra i 200 e i 300 GW installati. Si tratta di un incremento notevole, di un ordine di grandezza superiore rispetto ai 21,4 GW solari che risultano operativi a fine 2020.

Per raggiungere invece i possibili obiettivi intermedi al 2030, ovvero una quota di energie rinnovabili pari al 72% della generazione elettrica, si stima che il fabbisogno in Italia di **nuova capacità da installare** arriverebbe a circa **70-75 GW** di energie rinnovabili (mentre a fine 2019 la potenza efficiente lorda da fonte rinnovabile installata nel Paese risultava complessivamente pari a 55,5 GW).

Il PTE indica poi come decisivi lo **sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione e degli accumuli**. Per lo stoccaggio, la Strategia di Lungo Termine prevede una capacità di 30-40 GW di sistemi di accumulo elettrochimici (70-100 TWh di energia complessivamente accumulata). Dovrà anche essere approntato un **piano per le aree idonee** ad accogliere impianti, che in linea teorica potrebbero estendersi approssimativamente tra i 300 e i 450 mila ettari.

Uno degli obiettivi del PTE è **ridurre a breve** e in modo significativo l'incidenza della **povertà energetica** (che interessa il 13% delle famiglie italiane), andando oltre il "bonus sociale", lo sconto sulla bolletta elettrica e del gas esteso automaticamente dal 2021 a tutti gli aventi diritto, con misure più strutturali.

In linea con le contestuali evoluzioni delle strategie europee e nazionali la **Regione** si pone due obiettivi ambiziosi:

- sostenere la transizione del Lazio verso un'economia a neutralità climatica nel 2050 e contrastare i cambiamenti climatici attraverso la diffusione della *green economy*;
- promuovere l'adattamento al cambiamento climatico, la prevenzione e la gestione dei rischi.

Il Piano Energetico Regionale (PER) è lo strumento con il quale vengono attuate le competenze regionali in materia di pianificazione energetica, per quanto attiene l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili.

Il PER contiene pertanto lo studio del sistema energetico regionale attuale, gli scenari tendenziali, gli scenari obiettivo di incremento dell'efficienza energetica, di sviluppo delle fonti rinnovabili e le azioni necessarie al loro raggiungimento nei tempi stabiliti dalla normativa nazionale ed europea.

La pianificazione energetica regionale, oltre a recepire i documenti comunitari e nazionali strategici e di indirizzo, ed in primis il vincolo-obiettivo di raggiungimento e superamento delle quote regionali fissate dal DM 15 marzo 2012 (il cosiddetto Decreto “*Burden Sharing*”), orientandosi sulle disposizioni previste nel *Piano della Transizione Ecologica* adottato dal Ministero per la Transizione Ecologica (nelle more dell'aggiornamento del PNIEC, che sarà condizionato anche dall'approvazione definitiva del Pacchetto legislativo europeo “*Fit for 55*”), ha inteso comunque procedere raccordandosi con il tessuto strutturale territoriale attraverso consultazioni con gli *stakeholders*.

L'avvio del processo di elaborazione del PER (adottato con DGR n.98 del 10/03/2020), sotto il profilo esclusivamente tecnico, ha coinciso con l'organizzazione di specifici “tavoli *multistakeholder*”, ovvero tre seminari, definiti “*focus group*”, dedicati allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, all'efficienza energetica, alle reti e alla generazione diffusa, nonché alla *green economy*. Queste tematiche sono state individuate dalla deliberazione n. 768/2015 quali futuri Assi strategici d'intervento in cui articolare in modo organico l'ampia materia trattata.

Nell'ambito di tali “tavoli”, svoltisi nell'arco del 2015 in presenza dei soggetti “portatori d'interesse” relativamente ai diversi profili tematici, si è sviluppato un proficuo confronto tecnico-programmatico teso a discutere e condividere sia lo stato dell'arte correlato ai diversi ambiti tematici, sotto forma di analisi specifiche, sia le proposte d'azione realisticamente ipotizzabili per la presente proposta di pianificazione.

Le osservazioni e le proposte sono state raccolte nel Rapporto sintetico degli esiti delle consultazioni (Allegato B alla succitata Delibera 768/2015), e sono state tenute in debito conto nella fase di elaborazione del Piano per una costruzione condivisa e trasparente del Piano Energetico della Regione Lazio.

Il complesso iter di pianificazione è proseguito, ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., con la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), che si configura quale processo continuo e comune a quello di elaborazione e approvazione del PER ed è finalizzata a garantire la sostenibilità del Programma attraverso l'integrazione della dimensione ambientale con quella economica e sociale. Le attività di VAS si concretizzano nella redazione del Rapporto ambientale, che diviene parte integrante del PER. Nel corso del 2018 sono state analizzate le osservazioni pervenute da parte degli *stakeholder*, elaborate le risposte di pertinenza nonché rielaborati i documenti correlati (PER e Rapporto Ambientale, settembre 2018), ed è stato quindi completato il processo di VAS con l'ottenimento del Parere Motivato secondo le risultanze della relazione istruttoria effettuata dall'Area competente finalizzato all'avvio dell'iter politico per l'approvazione finale (cfr. Det. n. G08958 del 17.07.2018).

La Giunta regionale con atto n. 98 del 10 marzo 2020, ha deliberato di adottare e sottoporre all'esame del Consiglio Regionale, lo schema di Deliberazione consiliare concernente “*Approvazione del nuovo “Piano Energetico Regionale” (PER Lazio) e dei relativi allegati ai sensi dell'art. 12 della legge regionale n.38 del 22 dicembre 1999*”. Dal mese di aprile 2020, presso il Consiglio, sono stati avviati i lavori di analisi e di valutazione del Piano in parola da parte della VI Commissione, *lavori pubblici, infrastrutture, mobilità, trasporti – LLPP*.

In occasione delle audizioni e del dibattito in seno alla VI Commissione, sia i Consiglieri sia alcuni portatori d'interesse (Associazioni, Università, altri) hanno posto una serie di quesiti e osservazioni, poi tradotti in emendamenti, connessi, in buona parte, alla necessità di aggiornare i contenuti del PER con il nuovo quadro normativo e di pianificazione europeo, nazionale e regionale in tema di energia e clima.

Tale attualizzazione è stata implementata nel presente Documento di aggiornamento del PER Lazio che ha analizzato, nel dettaglio, il recente e sfidante quadro di riferimento in materia come il Piano Nazionale Integrato Clima Energia del 21 gennaio 2020, il *Green Deal Europeo* di cui alla Comunicazione COM(2019) 640 dell'11/12/2019, il Piano per la Transizione Ecologica e, da ultimo, le disposizioni di cui al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 recante “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”.

Con l'attualizzazione del PER Lazio sono stati anche aggiornati tutti i dati certificati di interesse nonché rielaborati tutti i dati e le informazioni utili con riferimento alla recente pianificazione regionale sovraordinata relativa, ad esempio, alla gestione dei rifiuti, qualità dell'aria, pianificazione territoriale e paesaggistica, gestione dello spazio marittimo e ai trasporti.

Il presente Documento di aggiornamento conferma pertanto la stessa impostazione del 2018 e dunque descrive nel dettaglio gli obiettivi che la **Regione Lazio** intende perseguire nel più ampio quadro di riferimento internazionale, europeo e nazionale volti a governare una politica di abbattimento delle emissioni in atmosfera per quanto concerne i gas clima-alteranti, con principale riferimento alla CO₂, le misure per l'incentivazione delle fonti rinnovabili in combinazione con un uso sostenibile e una riduzione dei consumi finali di energia attraverso l'efficientamento energetico.

Più in particolare, il presente Piano aggiorna gli scenari tendenziali, scenari obiettivo ed il pacchetto di *policy*, da attuare nel breve, medio e lungo termine, atte a promuovere:

- l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili in linea con lo sviluppo territoriale e l'integrazione sinergica con le altre politiche settoriali (acqua, aria, rifiuti, etc.);
- l'efficienza energetica in tutti gli ambiti di utilizzo finale (civile, industriale, trasporti e agricoltura);
- lo sviluppo di una mobilità (per persone e merci) sostenibile, intermodale, alternativa e condivisa;
- la modernizzazione del sistema energetico regionale e del sistema di *governance*;
- la trasformazione digitale e la promozione del cambiamento degli stili di vita, attraverso un comportamento più consapevole nell'utilizzo dell'energia, finalizzato al contenimento dei consumi energetici e alla riduzione delle emissioni di gas serra in tutti gli ambiti;
- la lotta alla povertà energetica.

Il prosieguo del percorso valutativo, durante la fase attuativa del PER, verrà assicurato dal monitoraggio, che si pone quale strumento essenziale con cui verranno verificati gli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione del Programma ed il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati.

Il PER si compone di cinque Parti, secondo il seguente criterio concettuale e metodologico:

- 1) La prima Parte **Contesto di riferimento**, dopo una sintetica descrizione del quadro normativo europeo, nazionale e delle loro ricadute sugli obiettivi del presente documento, espone le analisi del Bilancio Energetico Regionale, delle infrastrutture elettriche e del gas di trasmissione nazionali presenti nel Lazio ed infine dei potenziali sia di sviluppo nella produzione energetica da fonti rinnovabili sia di incremento dell'efficienza energetica negli utilizzi finali.
- 2) La seconda Parte **Obiettivi strategici e scenari** è dedicata alla descrizione degli obiettivi strategici generali della Regione Lazio in campo energetico ed all'individuazione degli scenari 2030/50 di incremento dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Si precisa che gli Scenari delineati non tengono conto dell'impatto, ancora di difficile quantificazione, dell'emergenza sanitaria legata al virus SARS-CoV-2. Oltre allo shock produttivo negativo di breve e medio periodo, le ricadute della crisi sanitaria sul processo di decarbonizzazione varieranno in funzione di una molteplicità di fattori come l'accelerazione nell'attuazione delle misure di rilancio economico in chiave sostenibile (sia nazionali previste nel *PNRR* sia europee gestite direttamente da Bruxelles quali: *React EU*, *Horizon Europe*, *InvestEU*, e il *Fondo per lo sviluppo rurale* o il *Fondo per una transizione giusta*) o un cambio strutturale nelle abitudini e modalità di lavoro dei cittadini dovuti alla trasformazione digitale della società (si pensi, a titolo di esempio, ad un maggior ricorso allo *smart-working* e alla digitalizzazione della PA). La valutazione di questi aspetti, evidentemente incompatibile con i tempi di elaborazione di questo documento, potrà essere compiutamente affrontata in un prossimo aggiornamento del Piano.

- 3) La terza Parte **Politiche e programmazione** illustra le politiche di intervento che, per il perseguimento degli obiettivi strategici, saranno introdotte per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e il miglioramento dell'efficienza energetica in ciascun ambito di utilizzo finale, riportando focus specifici in merito agli strumenti e ai regimi di sostegno regionali, nazionali e comunitari.
- 4) La quarta Parte **Monitoraggio e aggiornamento periodico del PER** accenna i meccanismi e gli strumenti individuati per il monitoraggio e l'aggiornamento periodico e sistematico del PER, indispensabili non solo al fine di verificare il rispetto degli obiettivi prefissati, ma anche per introdurre azioni correttive, anche in funzione delle dinamiche di evoluzione del quadro macroeconomico e politico globale. Il presente documento ha, quindi, natura di Piano in progress che, attraverso le evidenze delle attività di monitoraggio continuo e di valutazione dell'impatto, conoscerà momenti di ricalibrazione, sì da consentire allo stesso di esercitare con efficacia il proprio ruolo di riferimento chiave per l'obiettivo temporale del 2050
- 5) La quinta Parte **Norme tecniche di attuazione** espone un quadro riepilogativo dei regolamenti nazionali e regionali per l'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e esercizio degli impianti da fonti rinnovabili e delle interferenze con le principali pianificazioni di settore di tutela ambientale (acqua, aria e suolo) che per le loro caratteristiche intrinseche sono soggette a condizionare l'evoluzione del sistema energetico regionale.

I.2 Quadro di indirizzo strategico, normativo e regolatorio

Nel seguito si fornisce una sintetica descrizione dei quadri normativi comunitari, nazionali e regionali che definiscono il contesto legislativo di riferimento in cui si inserisce il presente Piano con i relativi obiettivi strategici ai diversi orizzonti temporali (per una ricognizione dell'elenco dei provvedimenti riportati si rimanda agli **Allegati I.1, I.2 e I.3.**)

I.2.1 Le recenti evoluzioni del contesto normativo internazionale e europeo

Il superamento del Pacchetto Clima-Energia 2020 e del Quadro per le politiche dell'Energia e del Clima al 2030

La Strategia Europea, che individua gli obiettivi in materia di energia e clima, è stata originariamente definita con gli orizzonti temporali al 2020 e al 2050 ed è in continua evoluzione.

Nel marzo 2007 il Consiglio europeo ha lanciato una strategia comune sulle fonti rinnovabili, l'efficienza energetica e le emissioni di gas serra, coniugando le politiche per la lotta ai cambiamenti climatici e le politiche energetiche. La strategia "20-20 entro il 2020" ha stabilito per l'Unione Europea tre ambiziosi obiettivi da raggiungere:

- riduzione dei gas ad effetto serra del **20%**, rispetto ai livelli del 1990;
- produzione di energia da fonti rinnovabili pari al **20%** dei consumi energetici europei;
- riduzione dei consumi energetici del **20%**.

Nel dicembre 2008 il Consiglio europeo, per raggiungere tali obiettivi ha approvato il **Pacchetto Clima ed Energia 2020** istituendo sei atti giuridici vincolanti:

- Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (Direttiva 2009/28/CE);
- Direttiva *Emission Trading* (Direttiva 2009/29/CE);
- Direttiva sulla qualità dei carburanti (Direttiva 2009/30/CE);
- Direttiva *Carbon Capture and Storage - CCS* (Direttiva 2009/31/CE);
- Decisione *Effort Sharing* (Decisione 2009/406/CE);
- Regolamento CO₂ Auto (Regolamento 2009/443/CE).

Con l'attuazione di tale Pacchetto, veniva fissato l'obiettivo di riduzione delle emissioni interne di gas serra dell'**80%** entro il 2050 (rispetto ai livelli del 1990).

Nel marzo 2013, con la pubblicazione del Libro Verde "Un quadro per le politiche dell'Energia e del Clima all'orizzonte del 2030", la Commissione ha avviato il dibattito per la revisione del Pacchetto 2020 e per rimodularne la portata al 2030⁴.

Nell'ottobre 2014 è stato adottato Il **Quadro per il clima e l'energia 2030**⁵ dai leader dell'UE che fissava i seguenti obiettivi al 2030:

⁴ Dal 28 marzo al 2 luglio 2013 tutti i cittadini europei, gli stakeholder, le Autorità hanno avuto la possibilità di partecipare alla Consultazione pubblica.

⁵ COM(2014) 0015

1. riduzione almeno del **40%** delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)⁶.
2. raggiungimento di una quota almeno del **27%** del consumo energetico soddisfatto da fonti rinnovabili;
3. miglioramento almeno del **27%** dell'efficienza energetica⁷;

EU heating and cooling strategy

Nel febbraio 2016 la Commissione ha proposto una strategia dell'UE in materia di riscaldamento e raffreddamento⁸. Il riscaldamento e il raffreddamento sono responsabili di metà del consumo energetico dell'UE e molta di tale energia va persa. Lo sviluppo di una strategia per rendere il riscaldamento e il raffreddamento più efficienti e sostenibili è una priorità dell'Unione dell'energia⁹. Essa dovrebbe contribuire a ridurre le importazioni di energia e la dipendenza energetica, a ridurre i costi per le famiglie e le imprese e a conseguire l'obiettivo dell'UE di ridurre le emissioni di gas serra nonché a rispettare gli impegni sottoscritti nell'accordo sul clima raggiunto alla conferenza sul clima di Parigi (COP21).

Winter package: la maxi-iniziativa per il rilancio delle politiche energetiche europee

“**A fine novembre 2016** la Commissione Europea ha pubblicato un insieme di iniziative che ha preso il nome di *Winter Package*, introdotto da una Comunicazione¹⁰ dal titolo evocativo di *Clean Energy for all Europeans* (Figura 1.1). Formato da cinque proposte di revisione di Direttive, quattro proposte di Regolamento, tre nuovi Regolamenti, due decisioni, tre comunicazioni e svariati studi preparatori e di impatto, il pacchetto rappresenta la più ampia e complessa iniziativa mai adottata in ambito energetico. L'obiettivo non è solo quello di favorire la transizione energetica verso la completa decarbonizzazione, ma quello più ambizioso di porre le condizioni che consentiranno all'Europa di sfruttare le opportunità aperte dalla transizione verso il nuovo paradigma di gestione del settore energetico, quali maggiore efficienza, costi contenuti, investimenti e nuovi posti di lavoro. Una politica energetica ribadita come cardine per il rilancio dell'Unione Europea stessa, che sembra aver trovato nel suo ruolo di leader globale nella promozione della decarbonizzazione un consenso che, anche se non privo di sfaccettature, è molto superiore a quello raggiunto su altri temi chiave dell'Unione stessa¹¹, e stigmatizzato dalla creazione dell'Unione energetica¹². La ricetta proposta è sostanzialmente in continuità con il passato e si basa sull'idea che il mercato, libero da condizionamenti e inefficienze, sia il miglior mezzo per il raggiungimento degli obiettivi dichiarati. Più che in passato viene stressata l'importanza dell'efficienza energetica, unico dei settori chiave della decarbonizzazione per i quali viene proposto un inasprimento degli obiettivi al 2030, anche se l'efficacia delle

⁶ Per raggiungere tale obiettivo i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione (ETS) dell'UE dovranno ridurre le emissioni del 43% (rispetto al 2005); a questo scopo l'ETS dovrà essere riformato e rafforzato; i settori non interessati dall'ETS dovranno ridurre le emissioni del 30% (rispetto al 2005) e ciò dovrà essere tradotto in singoli obiettivi vincolanti nazionali per gli Stati membri.

⁷ Sulla base della direttiva sull'efficienza energetica il Consiglio europeo ha appoggiato un obiettivo indicativo in materia di risparmio energetico del 27% entro il 2030. L'obiettivo verrà riesaminato nel 2020 partendo da un obiettivo del 30%.

⁸ COM(2016) 51 final

⁹ COM(2015) 80 final.

¹⁰ COM(2016) 860 final

¹¹ Sono dieci le priorità individuate dalla Commissione Juncker, tra cui appunto l'Unione energetica per promuovere le politiche per il clima e la resilienza del mercato energetico europeo. Fonte: https://ec.europa.eu/priorities/sites/beta-political/files/juncker-political-guidelines-speech_en_0.pdf

¹² COM(2017) 53 final

proposte in materia è tra gli argomenti più discussi¹³. Le proposte riguardano quindi l'assetto del mercato dell'energia elettrica, l'efficienza energetica, le energie rinnovabili, e le norme sulla *governance* per l'Unione dell'energia. La Commissione propone anche un cambiamento di rotta per l'*ecodesign* e una strategia per la mobilità connessa e automatizzata. Il pacchetto comprende infine azioni volte ad accelerare l'innovazione dell'energia pulita e a favorire le ristrutturazioni edilizie in Europa. Parlamento, Consiglio e Stati Membri saranno impegnati nei prossimi due anni nel trasformare le proposte in azioni concrete. Nonostante la lunga preparazione, prima della pubblicazione del pacchetto revisioni anche sostanziali delle diverse proposte non si possono escludere. Rimane fuori dal pacchetto invece il mercato del gas, in merito al quale l'Europa dovrà affrontare il tema della sicurezza, e dei suoi risvolti geopolitici, in contesto di domanda decrescente o al più stagnante. Su questo aspetto sono al momento aperti i lavori di consultazione con i diversi stakeholder, anche se il tema di una possibile revisione delle regole comuni sarà affrontato probabilmente dopo il 2018 e quindi con una nuova Commissione¹⁴.

Il **14 giugno 2018** il Parlamento europeo e il Consiglio hanno raggiunto un accordo provvisorio sulla direttiva sulle energie rinnovabili (la c.d. *RED II, Renewable Energy Directive*). La direttiva ha introdotto l'obiettivo vincolante del **32%** di energia rinnovabile entro il 2030 e ha stabilito nuovi principi su come sostenere economicamente l'uso di fonti di energia rinnovabili. Anche il diritto dei cittadini a produrre la propria energia esce rafforzato da questo accordo. I prossimi passi saranno quelli dell'approvazione ufficiale da parte del Parlamento e del Consiglio europeo e la successiva pubblicazione in Gazzetta, dopodiché gli Stati membri avranno 18 mesi di tempo per il recepimento. A pochi giorni dall'accordo sulla Direttiva *RED II* sulle fonti rinnovabili, Consiglio, Parlamento e Commissione europea hanno raggiunto un'intesa anche sulla direttiva per l'efficienza energetica (*EED II*) che guiderà lo sviluppo del settore fra il 2020 ed il 2030. Il risultato più rilevante riguardava certamente il nuovo target di riduzione dei consumi energetici rispetto allo scenario tendenziale, salito al **32,5%**¹⁵.

Il **4 giugno 2019**, il *Consiglio dei Ministri* dell'Unione Europea ha adottato le ultime proposte legislative previste dal pacchetto *Clean Energy Package*. I Regolamenti e le direttive del *Clean Energy Package* fissano il quadro regolatorio della *governance* dell'Unione per energia e clima funzionale al raggiungimento dei nuovi obiettivi europei al 2030 in materia.

¹³ Le azioni della Commissione sono state presentate con lo slogan di **efficiency first**. Cardine della nuova attenzione è la proposta di modifica della Direttiva vigente. Il provvedimento principale è l'innalzamento dell'obiettivo comune di risparmi energetici al 2030 dal 27% al 30%. Tuttavia l'obiettivo continua ad essere fissato non in relazione ad un punto di partenza, ma rispetto ad uno scenario tendenziale dei consumi elaborato nel 2007 (ma con dati fino al 2005), ossia prima che la crisi economica internazionale andasse a ridefinire profondamente sia i consumi effettivi che le traiettorie di crescita. Vale a tal proposito notare come l'Italia, per la quale era prevista una crescita dei consumi di energia primaria fino a 219 Mtep in quindici anni, abbia già raggiunto il livello obiettivo di riduzione del 30% (153 Mtep) dal 2013, anno a partire dal quale i consumi finali effettivi sono inferiori a 150 Mtep. Anche a livello europeo, grazie agli effetti della crisi che, per quanto con alcune differenze, ha colpito tutti i paesi, il target continua a essere raggiungibile con minimi sforzi, e soprattutto senza un'analisi adeguata della differenza tra riduzioni dei consumi e efficienza effettiva.

¹⁴ Fonte: Newsletter del GME articolo di Virginia Canazza, Claudia Checchi – REF-E

¹⁵ Diversamente dalle rinnovabili, come nella precedente Direttiva EED anche nella *EED II* il target è rimasto solamente indicativo e non vincolante né a livello europeo né di singoli Stati.

Figura I.1- Schema delle Direttive e Regolamenti previsti dal Pacchetto “Clean energy for all Europeans”

Tabella 1. Direttive e Regolamenti previsti dal Pacchetto Clean energy for all Europeans



Direttive/Regolamenti	Pubblicazione nella G.U.U.E.
Direttiva su Efficienza Energetica	Dir.(EU) 2018/2002 (21/12/2018)
Direttiva su Prestazione energetica nell'edilizia	Dir.(EU) 2018/844 (19/06/2018)
Direttiva su Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili	Dir.(EU) 2018/2001 (21/12/2018)
Regolamento su Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima	Reg.(EU) 2018/1999 (21/12/2018)
Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/943 (14/06/2019)
Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	Dir. (EU) 2019/944 (14/06/2019)
Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/941 (14/06/2019)
Regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)	Reg. (EU) 2019/942 (14/06/2019)

Fonte: Commissione Europea

Il pacchetto è composto dai seguenti atti legislativi che nel seguito vengono esaminati in dettaglio per quelli di più rilevante importanza ai fini dell'evoluzione del quadro regolatorio energetico comunitario:

- Direttiva UE 2018/2002 sull'efficienza energetica che modifica la Direttiva 2012/27/UE
- Direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- Regolamento (UE) 2018/842 sulle emissioni di gas ad effetto serra, che modifica il Regolamento (UE) n. 525/2013, sulle emissioni di gas ad effetto serra e successivo Regolamento (UE) 2018/842, modificativo del precedente regolamento (UE) n. 525/2013 – in ottemperanza agli impegni assunti a norma dell'Accordo di Parigi del 2016, fissa, all'articolo 4 e allegato I, i livelli vincolanti delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra di ciascuno Stato membro al 2030.

Per l'Italia, il livello fissato al 2030 è del -33% rispetto al livello nazionale 2005. L'obiettivo vincolante a livello dell'Unione è di una riduzione interna di almeno il 40 % delle emissioni di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il 2030;

- Direttiva (UE) 2018/844 che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva EPBD-Energy Performance of Buildings Directive)
- Regolamento (UE) n. 2019/943, sul mercato interno dell'energia elettrica;

- Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, che abroga la precedente Direttiva 2009/72/CE sul mercato elettrico e modifica la Direttiva 2012/27/UE in materia di efficienza energetica
- Regolamento (UE) n. 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la direttiva 2005/89/CE
- Regolamento (UE) 2019/942 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia
- Regolamento UE n. 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11/12/2018 sulla governance dell'Unione dell'energia; il Regolamento delinea le seguenti **cinque "dimensioni"**- assi fondamentali - dell'Unione dell'energia:
 - a) *sicurezza energetica;*
 - b) *mercato interno dell'energia;*
 - c) *efficienza energetica;*
 - d) *decarbonizzazione;*
 - e) *ricerca, innovazione e competitività.*

Le cinque dimensioni dell'energia UE sono collegate agli **obiettivi perseguiti** dall'Unione al **2030** in **materia di energia e clima**. in proposito:

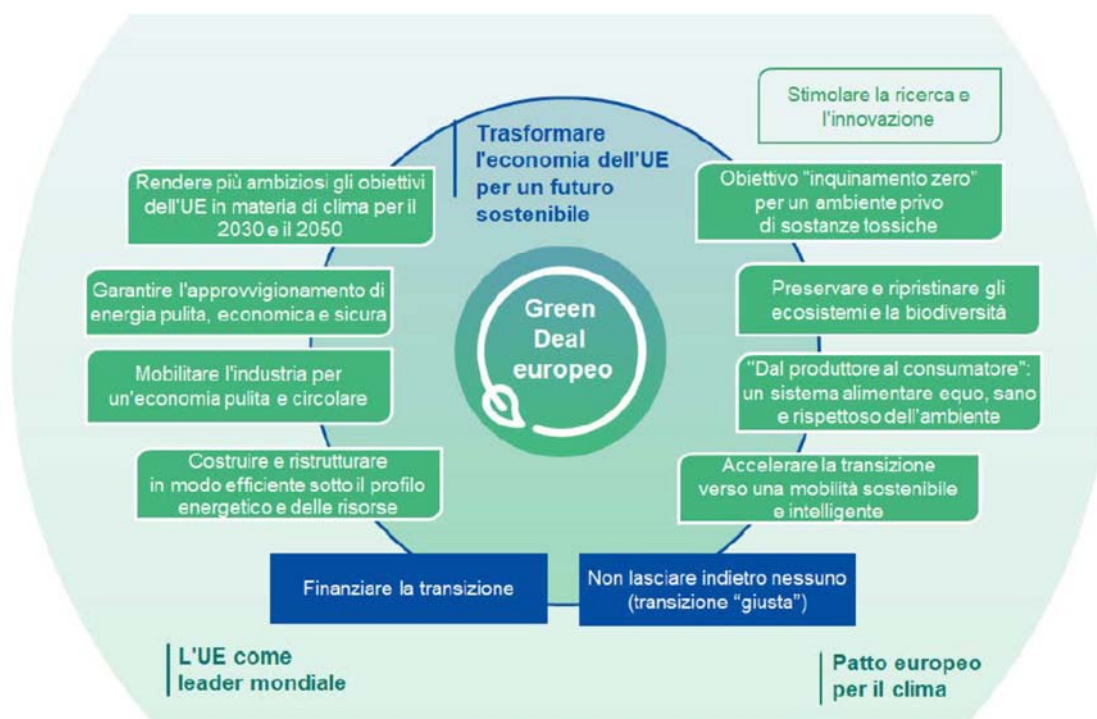
- quanto alle emissioni di gas ad effetto serra, il **nuovo Regolamento (UE) 2018/842** (articolo 4 e allegato I) – sulla base dell'Accordo di Parigi del 2016 - fissa i livelli vincolanti delle riduzioni delle emissioni al 2030 per ciascuno Stato membro. Per l'Italia, il livello fissato al 2030 è del - 33% rispetto al livello nazionale 2005.
L'obiettivo vincolante per l'UE nel suo complesso è una riduzione interna di almeno il 40 % delle emissioni rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il 2030.
- quanto all'energia rinnovabile, la **nuova Direttiva (UE) 2018/2001** (articolo 3) dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 32%. Contestualmente, a decorrere dal 1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non deve essere inferiore a dati limiti. Per l'Italia tale quota è pari al 17%, valore già raggiunto dal nostro Paese;
- quanto all'efficienza energetica, ai sensi della **nuova Direttiva 2018/2002/UE**, l'obiettivo di miglioramento dell'Unione è pari ad almeno il 32,5 % al 2030 rispetto allo scenario 2007 (articolo 1). L'articolo 7 della Direttiva fissa gli obblighi per gli Stati membri di risparmio energetico nell'uso finale di energia da realizzare al 2030. Tali obblighi sono stati "tradotti" nel PNIEC italiano in un miglioramento al 2030 del 43%.

Il Green Deal europeo

Con la pubblicazione, a fine 2019, della comunicazione¹⁶ della Commissione “Il **Green Deal europeo**”, l'Unione europea ha riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente e ha previsto un Piano d'azione finalizzato a trasformare l'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra.

Il **27 maggio 2020**, in risposta alla crisi senza precedenti causata dal coronavirus, la Commissione Europea ha proposto il pacchetto temporaneo per la ripresa, meglio conosciuto come **NextGenerationEU**, con una dotazione di 750 miliardi di euro, oltre a un rafforzamento mirato del bilancio a lungo termine dell'UE per il periodo 2021-2027. Nelle intenzioni della Commissione il 37% dei finanziamenti derivanti da Next Generation EU dovrà essere investito negli obiettivi del **Green Deal europeo**. La figura seguente sintetizza gli ambiti di intervento del *Green Deal*.

Figura 1.2- Schema del Green Deal europeo



Gli Stati Membri hanno raggiunto l'accordo sul pacchetto per la ripresa e sul bilancio europeo per il periodo 2021-2027 durante il Consiglio straordinario del 18 – 21 luglio 2020.

Il dispositivo per la ripresa e la resilienza è il fulcro di *NextGenerationEU*, e metterà a disposizione **672,5 miliardi di euro** di prestiti e sovvenzioni per sostenere le riforme e gli investimenti effettuati dagli Stati membri. L'obiettivo è quello di riparare i danni economici e sociali immediati causati dalla pandemia di coronavirus per creare un'Europa post Covid-19 più verde, digitale, resiliente e adeguata alle sfide presenti

¹⁶ COM(2019)640 del 11/12/2019

e future. Attraverso i piani di ripresa e resilienza (**PNRR**) gli Stati membri indicano le allocazioni dei fondi sulla base di precisi criteri stabiliti dalla Commissione europea.

NextGenerationEU assegnerà anche ulteriori finanziamenti ad altri programmi o fondi europei quali: *React EU*, *Orizzonte 2020*, *InvestEU*, e il *Fondo per lo sviluppo rurale* o il *Fondo per una transizione giusta*.

Come annunciato nel *Green Deal* europeo, la Commissione ha valutato il traguardo dell'Unione di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 nella sua comunicazione del **17 settembre 2020** «Un traguardo climatico 2030 più ambizioso per l'Europa — Investire in un futuro a impatto climatico zero nell'interesse dei cittadini»¹⁷, sulla base di un'ampia valutazione d'impatto e tenendo conto della sua analisi dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima che le sono trasmessi a norma del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio¹⁸.

Il Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e Del Consiglio del **30 giugno 2021** che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»), stabilisce

- l'obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione entro il 2050, in vista dell'obiettivo a lungo termine relativo alla temperatura di cui all'articolo 2, paragrafo 1, lettera a), dell'accordo di Parigi, e istituisce un quadro per progredire nel perseguimento dell'obiettivo globale di adattamento di cui all'articolo 7 dell'accordo di Parigi. Il presente regolamento stabilisce anche l'obiettivo vincolante per l'Unione per una riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra da conseguire entro il 2030.
- il traguardo vincolante dell'Unione in materia di clima per il 2030 consiste in una **riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030**. Tale nuovo obiettivo climatico dell'Unione per il 2030 costituisce un obiettivo successivo ai sensi dell'articolo 2, punto 11, del regolamento (UE) 2018/1999, e conseguentemente sostituisce l'obiettivo dell'Unione di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 stabilito nel medesimo punto.
- che entro il 30 giugno 2021 la Commissione valuti in che modo la legislazione dell'Unione che attua l'obiettivo climatico dell'Unione per il 2030 debba essere modificata al fine di conseguire suddette riduzioni delle emissioni. Alla luce di ciò, la Commissione ha annunciato un riesame della pertinente legislazione in materia di clima ed energia che sarà adottata in un pacchetto riguardante, tra l'altro, le energie rinnovabili, l'efficienza energetica, l'uso del suolo, la tassazione dell'energia, i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ per i veicoli leggeri, la condivisione degli sforzi e il sistema EU ETS. La Commissione intende valutare gli effetti dell'introduzione di ulteriori misure dell'Unione che potrebbero integrare le misure esistenti, quali misure di mercato comprendenti un solido meccanismo di solidarietà.

¹⁷ COM(2020) 562 final del 17 settembre 2020 - «Un traguardo climatico 2030 più ambizioso per l'Europa — Investire in un futuro a impatto climatico zero nell'interesse dei cittadini»

¹⁸ Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 1).

La Roadmap 2030 - 2050

Il **28 novembre 2018** la Commissione Europea ha presentato la sua visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050.

La strategia evidenzia come l'Europa possa avere un ruolo guida per conseguire un impatto climatico zero, investendo in soluzioni tecnologiche realistiche, coinvolgendo i cittadini e armonizzando gli interventi in settori fondamentali, quali la politica industriale, la finanza o la ricerca - garantendo nel contempo equità sociale per una transizione giusta.

Facendo seguito agli inviti formulati dal Parlamento europeo e dal Consiglio europeo, la visione della Commissione per un futuro a impatto climatico zero interessa quasi tutte le politiche dell'UE ed è in linea con l'obiettivo dell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto i 2°C e di proseguire gli sforzi per mantenere tale valore a 1,5°C.

Il fine della strategia di lungo termine non è quello di fissare obiettivi ma di creare una visione e una strada da percorrere attraverso una progettazione conseguente, ispirando - oltre che rendendoli capaci di agire - portatori di interessi, ricercatori, imprenditori e cittadini a sviluppare industrie nuove e innovative, imprese e posti di lavoro associati.

La strategia di lungo termine esamina il ventaglio di opzioni a disposizione degli Stati membri, delle imprese e dei cittadini e il modo in cui queste opzioni possono concorrere a modernizzare la nostra economia e migliorare la qualità della vita degli europei. Essa mira ad assicurare che la transizione sia socialmente equa e rafforzi la competitività dell'economia e dell'industria dell'UE sui mercati mondiali, garantendo posti di lavoro di alta qualità e una crescita sostenibile in Europa, contribuendo al contempo ad affrontare altri aspetti ambientali problematici, come la qualità dell'aria e la perdita della biodiversità.

La strada verso **un'economia a impatto climatico zero** richiede di intervenire congiuntamente in sette ambiti strategici: efficienza energetica; diffusione delle energie rinnovabili; mobilità pulita, sicura e connessa; competitività industriale e economia circolare; infrastrutture e interconnessioni; bioeconomia e pozzi naturali di assorbimento del carbonio; cattura e stoccaggio del carbonio per ridurre le emissioni rimanenti.

La visione dell'UE si basa sull'analisi dettagliata di otto percorsi per una possibile economia futura dell'UE. Questi percorsi:

- ottengono riduzioni delle emissioni di gas serra comprese tra l'80 % e il 100 % rispetto al 1990, con l'ultimo valore che rappresenta il raggiungimento di un'economia a impatto zero sul clima entro il 2050;
- si basano su politiche «senza rimpianti», come l'ampio uso dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili, ma variando l'intensità dell'impiego dell'elettrificazione, dell'idrogeno e degli e-fuel, o come l'efficienza energetica per gli utenti finali e il ruolo dell'economia circolare;
- dimostrano come sia possibile combinare un'economia europea dinamica con obiettivi ambiziosi per la politica climatica, anche con le attuali tecnologie.

I percorsi non sono una profezia di ciò che ci riserva il futuro, ma mostrano invece la plausibilità delle ambizioni della politica climatica dell'UE.

I primi cinque percorsi mirano a raggiungere una riduzione di gas serra superiore all'80 % entro il 2050, rispetto al 1990. L'obiettivo è comprendere meglio quali sono le opzioni disponibili per ridurre le emissioni e i diversi modi in cui esse trasformeranno i settori della nostra economia.

Il sesto percorso combina tra loro le opportunità di riduzione a basso costo dei gas serra dei primi cinque percorsi, raggiungendo una riduzione dei gas serra pari al 90 %.

Il settimo e l'ottavo percorso valutano come sia possibile raggiungere entro il 2050 un livello di emissioni zero di gas serra, cioè un impatto zero sul clima, prendendo in esame anche il ruolo delle emissioni negative nette per ottenere emissioni di gas serra pari a zero entro il 2050.

Il settimo percorso spinge i vettori energetici a zero emissioni di carbonio e si basa su tecnologie di rimozione del CO₂, vale a dire sulla bioenergia combinata con il processo CCS, per equilibrare le emissioni.

L'ottavo percorso, al contrario, si concentra maggiormente sull'impatto di un'economia circolare in un mondo in cui le scelte dei clienti comportano minori emissioni di carbonio. Si basa su maggiori possibilità di rafforzare l'uso di pozzi di assorbimento nel terreno e fa minore affidamento sulle tecnologie di rimozione del CO₂ per compensare il resto delle emissioni.

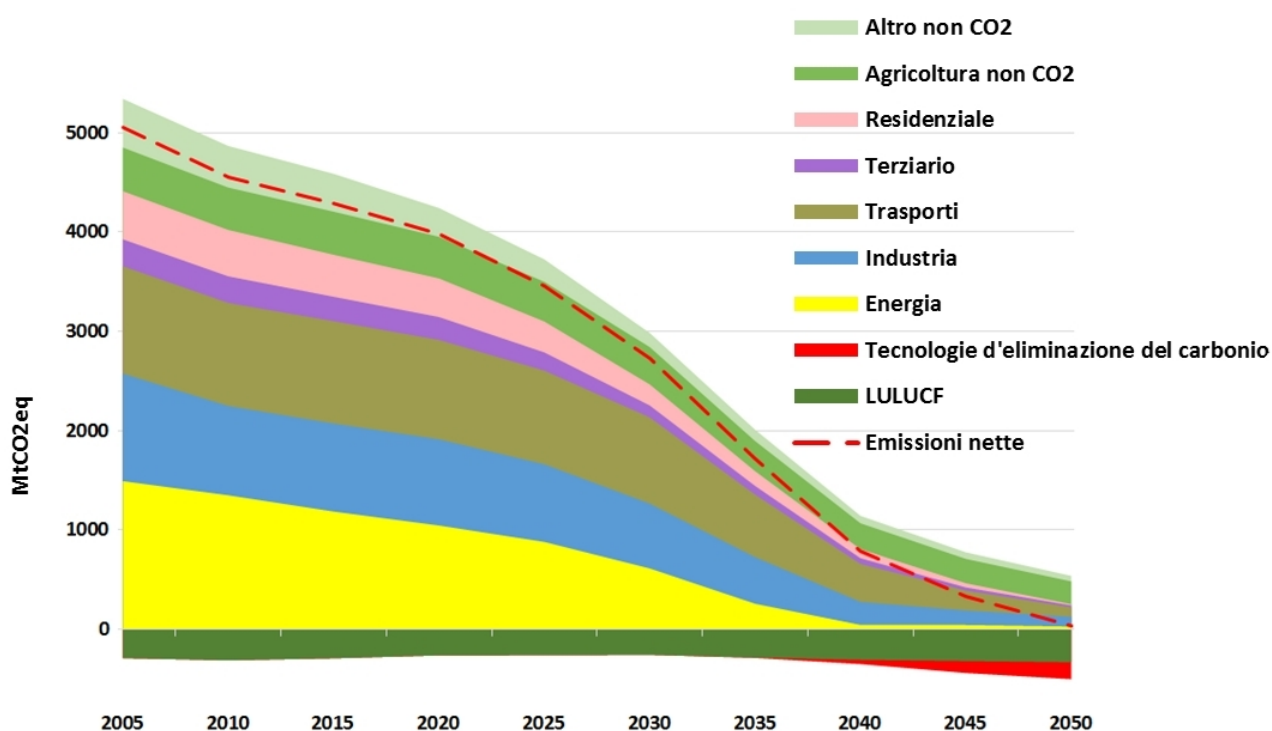
Il raggiungimento della neutralità climatica si baserà su una combinazione di fattori chiave per l'implementazione di tutte le opzioni mirate a realizzare questa visione ambiziosa.

La strategia europea ha valutato diversi scenari, fra cui alcuni coerenti con l'obiettivo "emissioni nette zero di gas serra", in cui – come si vede nella sottostante Figura 1.3 – alcuni settori come quello della produzione di energia, sono sostanzialmente ridotte a zero già nei prossimi 20 anni.

I cambiamenti climatici sono una minaccia globale e l'Europa non può lottare da sola per contrastarli. Sarà quindi fondamentale la cooperazione con i paesi partner. Tuttavia, l'UE ha anche un forte interesse a lavorare per raggiungere un'economia a emissioni zero di gas serra entro il 2050 e dimostrare che questo può andare di pari passo con la prosperità, incoraggiando così altre economie a seguire il proprio esempio.

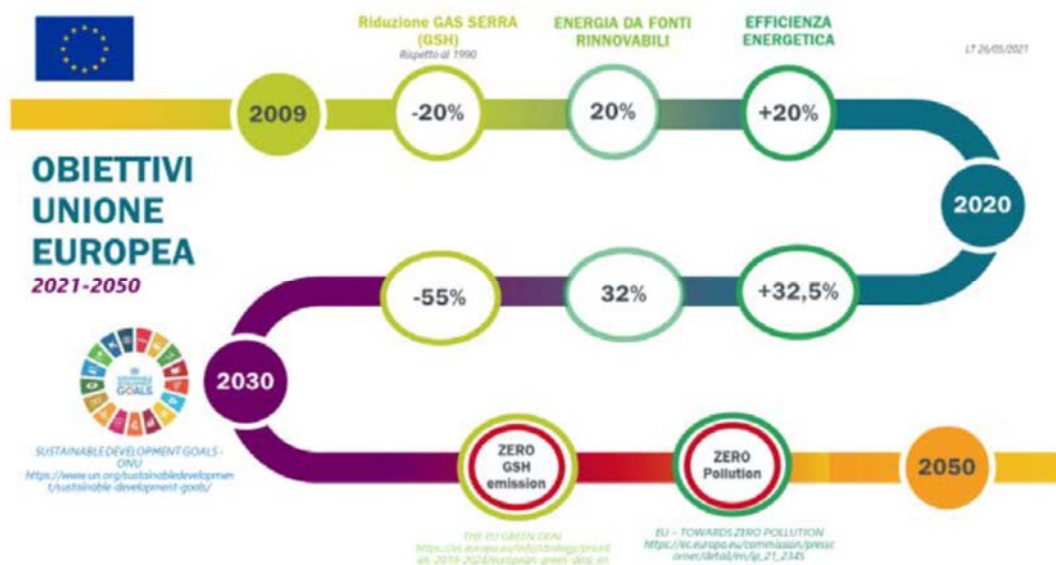
Si tratta di un'opportunità straordinaria per indirizzare in modo strategico la risposta alle sfide del XXI secolo. Lo scopo di questa visione strategica non è stabilire degli obiettivi, ma creare un chiaro senso dell'orientamento.

Figura I.3- Traiettoria delle emissioni di gas serra europee in uno scenario a 1,5°C (Fonte: Commissione europea)



La figura seguente riassume invece gli obiettivi che l'Unione europea auspica di raggiungere al 2030 e al 2050. Rileva, in particolare, l'**obiettivo collettivo di riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra pari ad almeno il 55% entro il 2030** rispetto ai livelli del 1990.

Figura I.4- Roadmap obiettivi europei di decarbonizzazione al 2030 e al 2050



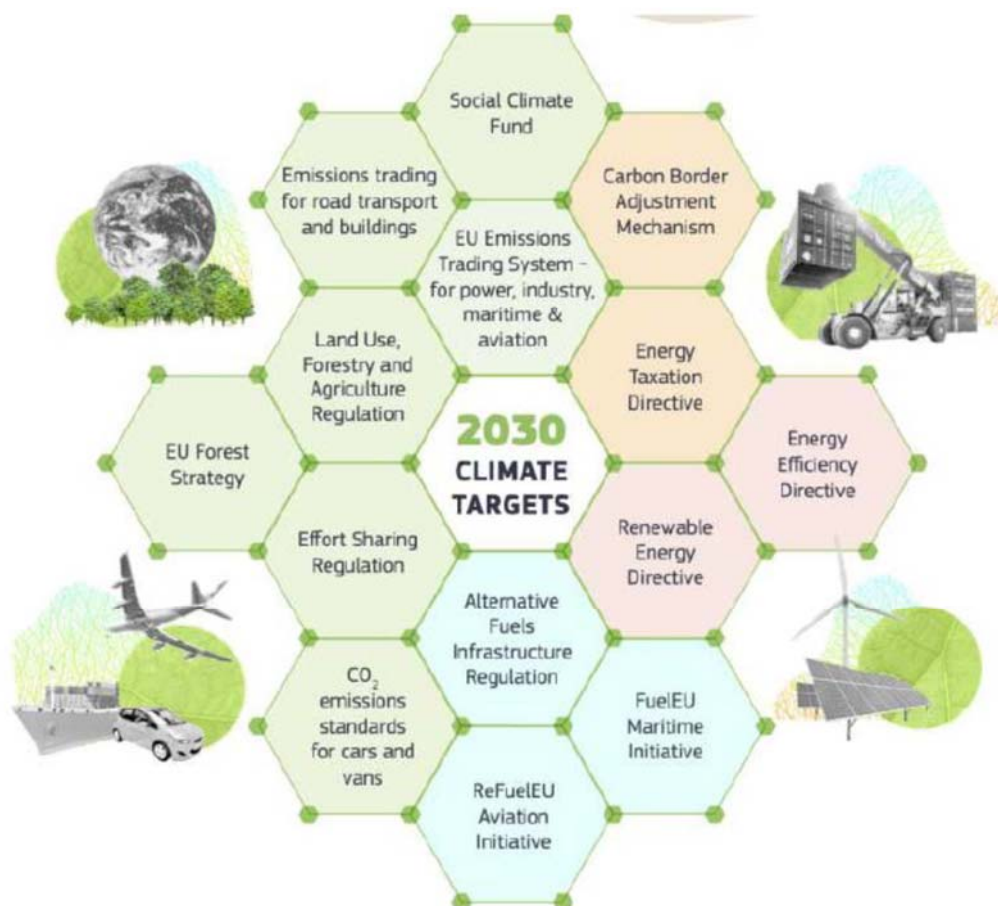
Il pacchetto "pronti per il 55 per cento" (Fit for 55)

Al fine di raggiungere questi obiettivi, la Commissione europea ha presentato il **14 luglio 2021** una serie di proposte, in cui si rivede e si aggiorna la normativa dell'UE al fine di garantire che essa sia in linea con gli obiettivi climatici concordati dal Consiglio e dal Parlamento europeo. Tali dodici strumenti legislativi assieme costituiscono il cd. **pacchetto "pronti per il 55 per cento" (Fit for 55)**. La Figura 1.5 rappresenta in maniera schematica l'architettura del pacchetto:

Tra le proposte che il Governo italiano individua come particolarmente importanti si ricordano quelle relative a:

- 1) una revisione del **sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (EU ETS)**, che comprende la sua estensione al trasporto marittimo, la revisione delle norme sulle emissioni del trasporto aereo e l'istituzione di un sistema di scambio di quote di emissione distinto per il trasporto stradale e l'edilizia;
- 2) una revisione del regolamento sulla **condivisione degli sforzi** che disciplina gli obiettivi di riduzione degli Stati membri nei settori non compresi nell'EU ETS;
- 3) una revisione della direttiva sulla **promozione delle energie rinnovabili** per raggiungere entro il 2030 l'obiettivo di produrre il **40** per cento dell'energia da fonti rinnovabili;
- 4) un insieme di misure atte a ridurre le emissioni nel settore dei **trasporti stradali**. Le nuove autovetture dovrebbero ridurre le emissioni del **55** per cento al 2030;
- 5) l'istituzione di un **Fondo sociale per il clima**, con una dotazione di 72,2 miliardi di euro per il periodo 2025-2032 allo scopo di finanziare investimenti di efficienza energetica ed aiutare i cittadini a investire in nuovi sistemi di riscaldamento e raffrescamento e ad accedere a una mobilità più pulita.

Figura I.5- Architettura del pacchetto "Fit for 55"



I.2.2 Quadro normativo nazionale relativo all'efficienza energetica e fonti rinnovabili

Rimandando ai già citati allegati per una disamina puntuale del vasto parco normativo in materia di efficienza energetica e promozione dello sviluppo delle fonti rinnovabili, di seguito si evidenziano i principali strumenti di indirizzo e normativi con i quali il legislatore nazionale ha voluto recepire le strategie previste dalla Unione Europea, fissando orizzonti temporali di scenario e strumenti regolatori necessari al raggiungimento degli obiettivi.

I) Il PNIEC

Il meccanismo di *governance* delineato in sede UE con il *winter package* del 30 novembre 2016, prevede che ciascuno Stato membro sia chiamato a contribuire al raggiungimento degli obiettivi comuni attraverso la fissazione di propri *target* 2030. A tale fine sono preordinati i Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - PNIEC, che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030.

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, inviato alla Commissione Europea in prima istanza il 31 dicembre 2018, mentre il successivo aggiornamento è stato sottoposto alla Commissione il 21 Gennaio 2020) propone di accelerare la transizione energetica al 2030, incrementando il *target* delle rinnovabili al 30% del consumo finale lordo di energia. Il nuovo obiettivo fissato dal PNIEC è funzionale ai fini del raggiungimento dell'obiettivo comunitario del 32% ed è declinato in diverse quote di penetrazione per i principali settori di consumo: oltre il 55% con riferimento ai consumi elettrici, il 33,9% per quelli termici e il 22% per il settore dei trasporti.

Nella tabella seguente – tratta dal testo definitivo del PNIEC inviato alla Commissione - sono illustrati i principali obiettivi del PNIEC al 2030, su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano. Gli obiettivi risultano più ambiziosi di quelli delineati nella SEN 2017.

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Fonte: PNIEC (gennaio 2020)

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;

Tra le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC in materia di FER (30%) rientra un nuovo quadro regolatorio nazionale che, in coerenza con le esigenze di tutela delle aree agricole e forestali, del patrimonio culturale e del paesaggio, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, stabilisca

- criteri (condivisi con le Regioni) sulla cui base le Regioni stesse procedano alla definizione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili;
 - l'individuazione di procedure per garantire il rispetto dei termini massimi di conclusione dei procedimenti, anche ambientali e l'eventuale individuazione di obiettivi regionali.
- Per il settore trasporti, il PNIEC prevede lo sviluppo della mobilità elettrica (in misura del 6% del target FER-trasporti al 2030) e un contributo da biometano e altri biocarburanti avanzati (in misura dell'8% dei consumi finali del settore al 2030). Il PNIEC introduce, inoltre, il contributo dell'idrogeno (intorno all'1% del target FER-Trasporti al 2030) attraverso l'uso diretto nelle auto, autobus e treni (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso

trasporti. Lo sviluppo delle energie rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica implicano necessariamente una riduzione, per quanto graduale, dell'utilizzo delle fonti fossili tradizionali più inquinanti (quali carbone e petrolio) nella produzione di energia elettrica, con una progressiva sostituzione, nel breve-medio periodo, con il gas naturale. A tal proposito, il PNIEC attribuisce al gas naturale un ruolo chiave nella transizione energetica a sostegno del *phase out* del carbone e della flessibilità e sicurezza del sistema elettrico, in vista della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto con riferimento alle prospettive di sviluppo del sistema energetico successive al 2030, come anche evidenziato dalla Commissione Europea a settembre 2019.

- Con la pubblicazione del PNIEC, l'Italia ha ulteriormente rafforzato gli obiettivi sul clima e l'energia, coerentemente con gli impegni vincolanti presi in ambito comunitario. Per il settore gas ne risulta un quadro di ulteriore decrescita, con una domanda del gas naturale intorno ai 60 miliardi di metri cubi al 2030, in calo del 15% rispetto al 2016. Tale proiezione è il risultato della combinazione di diversi effetti: se da una parte il gas naturale assume un ruolo chiave nella transizione energetica a sostegno del *phase out* del carbone nel settore elettrico, con una crescita del 4% della domanda tra il 2020 e il 2025, d'altra parte la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e il ruolo fondamentale dell'efficienza energetica nel PNIEC concorrono a ridurre la domanda di gas soprattutto nei settori industriale, residenziale e terziario. Il settore dei trasporti presenta invece un *trend* opposto: il consumo di metano risulta praticamente triplicato tra il 2016 (1,3 miliardi di metri cubi) e il 2030 (4 miliardi di metri cubi), arrivando a ricoprire una quota pari a circa il 6% del totale e contribuendo così alla transizione energetica del settore insieme al vettore elettrico e ai biocombustibili.
- Più in dettaglio si osserva che il PNIEC sottolinea l'importanza dello **stimolo alla ricerca** volta a comprendere e valorizzare i potenziali benefici dell'integrazione dei sistemi elettrico e gas tramite lo sviluppo di progetti pilota *power to gas*, *power to hydrogen* e *gas to power* e che *“l'evoluzione e lo sviluppo delle tecnologie precedentemente citate consentirebbero l'accumulo dell'eccesso di produzione di energia da FER non programmabili in vettori energetici rinnovabili (biometano, idrogeno, calore) aumentando l'efficienza complessiva del sistema energetico e iniziando un percorso sinergico tra i due sistemi verso una possibile fusione del settore gas ed elettrico in un unico settore energetico”*.
- Per quanto concerne in particolare l'idrogeno, il PNIEC indica che *“l'immissione in rete di idrogeno senza destinazione specifica di uso può rappresentare una soluzione per rendere più sostenibili le reti esistenti e sfruttare l'infrastruttura del gas naturale. La ricerca nei prossimi anni si dovrà indirizzare verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori, oltre che verso l'iniezione controllata di quantità crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas. Sono allo studio anche soluzioni che in futuro prevedano due infrastrutture separate (una al 100% di idrogeno e un'altra con la miscela) in funzione del livello di maturità dei mercati.”*
- Il PNIEC prevede inoltre che *“Fondamentale diverrà definire un quadro normativo e regolatorio chiaro e certo al fine di favorire l'immissione di idrogeno nelle attuali infrastrutture gas, come ulteriore fonte energetica miscelata con il gas naturale..... approfondire le implicazioni della sua immissione nel sistema stoccaggio e negli usi finali e prevedere eventuali misure di incentivazione sulle diverse opzioni tecnologiche volte a sviluppare la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili in sinergia con il settore elettrico e della bioenergia, o da zero emissioni come il methane cracking. Dal punto di vista della ricerca, sarà importante indagare anche il syngas e il sector coupling, al fine di conseguire una maggiore integrazione tra elettricità e gas, ottimizzando le sinergie esistenti nella generazione, trasporto e distribuzione dei due settori, con l'obiettivo ultimo di realizzare un sistema energetico europeo ibrido e decarbonizzato.”*

- Decreto ministeriale 28 giugno 2019 - Capacity market approva la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market).

Come enunciato dal GSE si evidenzia che “al momento dell’elaborazione del PNIEC, redatto nella sua versione finale nel 2019, il corpus normativo europeo recava ancora un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 pari al -40% rispetto al 1990. Conseguentemente al delinearsi di nuovi obiettivi europei al 2030, anche il PNIEC italiano sarà oggetto di un’analisi volta a identificare quanto è necessario sottoporre a revisione nell’ottica di essere coerenti con una maggiore ambizione europea. Nel frattempo, gli indirizzi della Commissione europea stabiliscono che i Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) funzionali all’accesso ai fondi stanziati in ambito Next Generation EU, devono essere coerenti con i PNIEC.

L’Italia, tra gli Stati membri, è il primo beneficiario delle risorse stanziato mediante Next Generation EU, con circa 200 miliardi di prestiti e sussidi. Nel Piano si prevede che la maggior parte delle risorse siano destinate a rivoluzione verde e transizione ecologica, per fornire un sostegno alle misure sull’efficientamento energetico degli edifici, le energie rinnovabili, la mobilità sostenibile, la filiera dell’idrogeno, l’agricoltura sostenibile, l’economia circolare, la tutela e valorizzazione del territorio. Tutto ciò va comunque inquadrato coerentemente nel contesto della realizzazione degli obiettivi del PNIEC, considerando che le misure e le risorse del PNRR costituiscono un volano importante, ma un sottoinsieme del totale delle misure e delle risorse pubbliche e private che saranno necessarie per raggiungere gli obiettivi al 2030.

Per fare un esempio, basti pensare che il PNRR prevede di destinare circa 25 miliardi delle risorse provenienti da Next Generation alle energie rinnovabili e all’efficienza energetica, ma tale importante e tempestivo contributo si inserisce in un quadro nel quale per gli stessi settori il PNIEC prevede che da oggi fino al 2030 saranno da attivare investimenti con risorse private e pubbliche per non meno di 400 miliardi di euro, di cui 150 miliardi di euro aggiuntivi rispetto a uno scenario tendenziale.

Tali considerazioni rendono conto di come sia fondamentale che le risorse del PNRR siano allocate, programmate, gestite e monitorate, puntando al massimo dell’efficacia in ambiti che possano attivare moltiplicatori importanti per il settore energetico e per il ciclo economico in generale, in una visione organica d’insieme.”¹⁹

2) La Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra²⁰

La definizione di una strategia al 2050 è una richiesta contenuta nella decisione di approvazione dell’Accordo di Parigi, nella COP21 del dicembre 2015.

La *Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra* (sottoscritta dai Min. Ambiente, Sviluppo economico, Politiche agricole e Trasporti), ufficialmente inviata dal Governo alla Commissione Europea l’11 febbraio 2021, delinea uno scenario di decarbonizzazione caratterizzato da i) drastica riduzione dei combustibili fossili; ii) consistente riduzione della domanda di energia (40% di riduzione dei consumi finali di energia); iii) forte elettrificazione nei trasporti e nel riscaldamento degli edifici; iv) aumento estremamente rimarcato della produzione di energia da fonte rinnovabile: ad esempio la potenza installata di energia fotovoltaica nel 2050 dovrà essere 10-15 volte quella attuale (200-300 GWp).

¹⁹ Fonte: [GSE – Rapporto delle Attività 2020](#)

²⁰ https://www.minambiente.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf

Nell'Allegato 2 della Strategia (*“Dettagli sulle tecnologie di decarbonizzazione”*²¹) sono riportati i numeri e le tecnologie alla base di questo cambiamento e sono mostrati alcuni scenari di utilizzo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili prodotta in eccesso nelle ore centrali del giorno rispetto alla domanda di energia.

La Strategia nazionale di lungo termine individua i possibili percorsi per raggiungere, nel nostro Paese, al 2050, una condizione di “neutralità climatica”, nella quale le residue emissioni di gas a effetto serra sono compensate dagli assorbimenti di CO₂ e dall'eventuale ricorso a forme di stoccaggio geologico e riutilizzo della CO₂ (CCS-CCU).

La Strategia, elaborata d'intesa tra i Ministeri Ambiente, Sviluppo economico, Politiche agricole, Trasporti, è stata ufficialmente inviata alla Commissione europea l'11 febbraio 2021.

Al fine di quantificare e qualificare lo sforzo da compiere in questa direzione, la Strategia passa per due tappe logiche: o come primo passo, è stato tracciato uno Scenario di riferimento caratterizzato da tre elementi essenziali: i) centra gli obiettivi previsti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), “trascinando” fino al 2050 le conseguenti tendenze energetico-ambientali virtuose; ii) adotta dinamiche esogene di PIL e popolazione in linea con i più recenti set disponibili previsioni ISTAT3 ; iii) integra gli effetti dei cambiamenti climatici, in termini di variazioni potenziali dei gradi giorno, di resa delle colture e di frequenza degli incendi⁴ ed evidenzia le conseguenti azioni prioritarie sul piano dell'“adattamento”; o partendo dal gap emissivo restituito dallo Scenario di riferimento sono stati poi condotti più esercizi per individuare combinazioni, sinergie e criticità delle potenziali leve attivabili per raggiungere al 2050 la neutralità climatica (Scenario di decarbonizzazione). Queste leve possono essere ricondotte a tre principali tipologie:

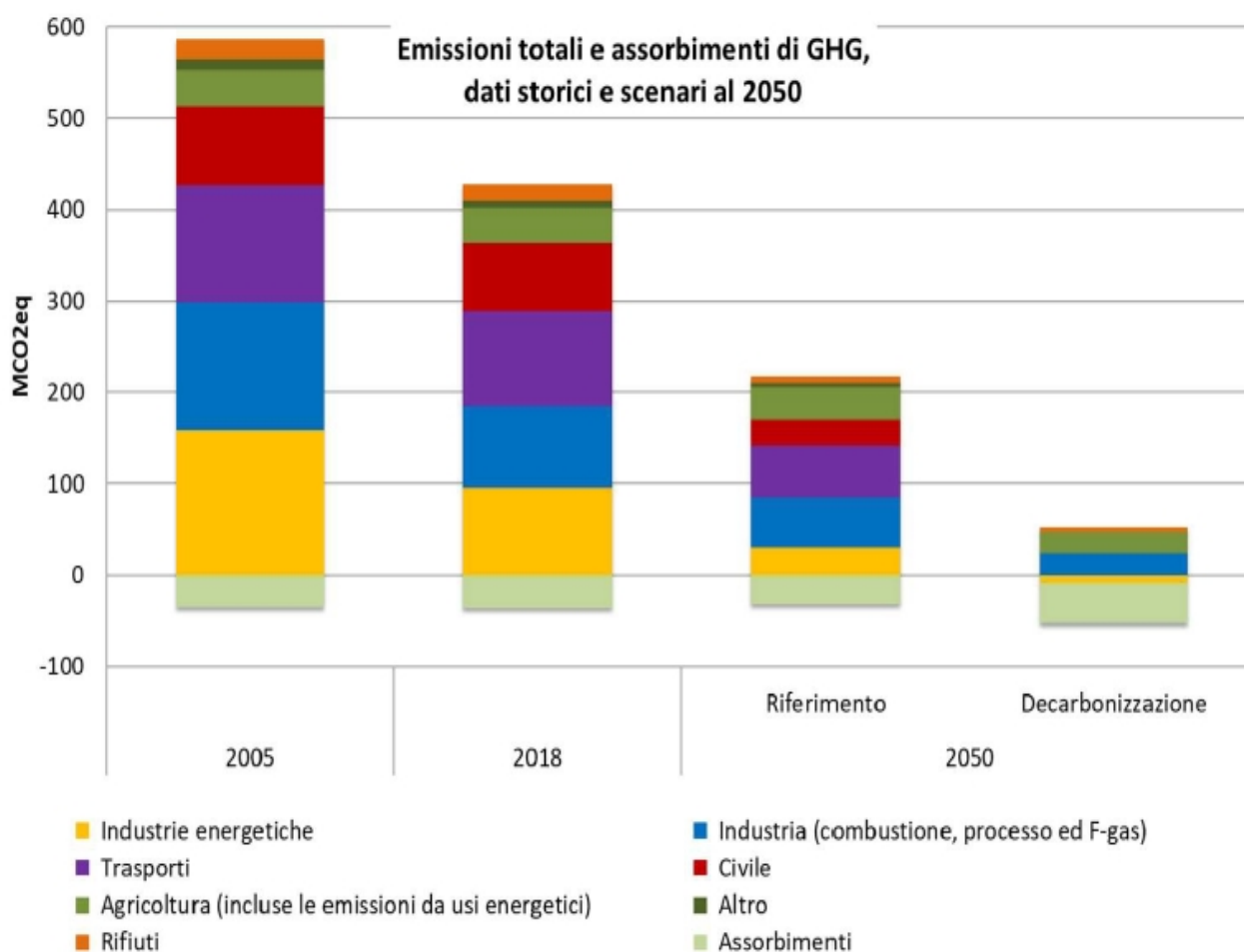
- i. una riduzione spinta della domanda di energia, connessa in particolare ad un calo dei consumi per la mobilità privata e dei consumi del settore civile;
- ii. un cambio radicale nel mix energetico a favore delle rinnovabili (FER), coniugato ad una profonda elettrificazione degli usi finali e alla produzione di idrogeno, da usare tal quale o trasformato in altri combustibili, anche per la decarbonizzazione degli usi non elettrici;
- iii. un aumento degli assorbimenti garantiti dalle superfici forestali (compresi i suoli forestali) ottenuti attraverso la gestione sostenibile, il ripristino delle superfici degradate e interventi di rimboschimento, accompagnato, eventualmente, dal ricorso a forme di CCS-CCU.

Nella Strategia italiana per la neutralità climatica al 2050 lo scenario di decarbonizzazione delinea una drastica riduzione dei combustibili fossili, legato ad una consistente riduzione della domanda di energia (40% di riduzione dei consumi finali di energia), una forte elettrificazione nei trasporti e nel riscaldamento degli edifici, e un aumento impressionante della produzione di energia rinnovabile: ad esempio la potenza di energia fotovoltaica installata nel 2050 dovrà essere 10-15 volte quella attuale (200-300 GW). Nella Strategia e nei suoi allegati sono riportati i numeri e le tecnologie alla base di questo cambiamento da attuare in tempi rapidi (tre decenni). Sono mostrati alcuni scenari di utilizzo dell'energia elettrica rinnovabile prodotta nelle ore centrali del giorno in eccesso rispetto alla domanda di energia, ad esempio per la produzione del vettore idrogeno.

²¹ https://www.minambiente.it/sites/default/files/allegato_2_dettagli_sulle_tecnologie_di_decarbonizzazione.pdf

Nella figura seguente 1.6 si riporta il confronto fra le emissioni italiane del 2018 e quelle al 2050 per lo scenario “di riferimento”, ottenuto estendendo al 2050 le dinamiche energetico-ambientali previste dal PNIEC (Piano Nazionale Energia e Clima pubblicato a inizio 2020), e per lo scenario di “Decarbonizzazione” della nuova Strategia.

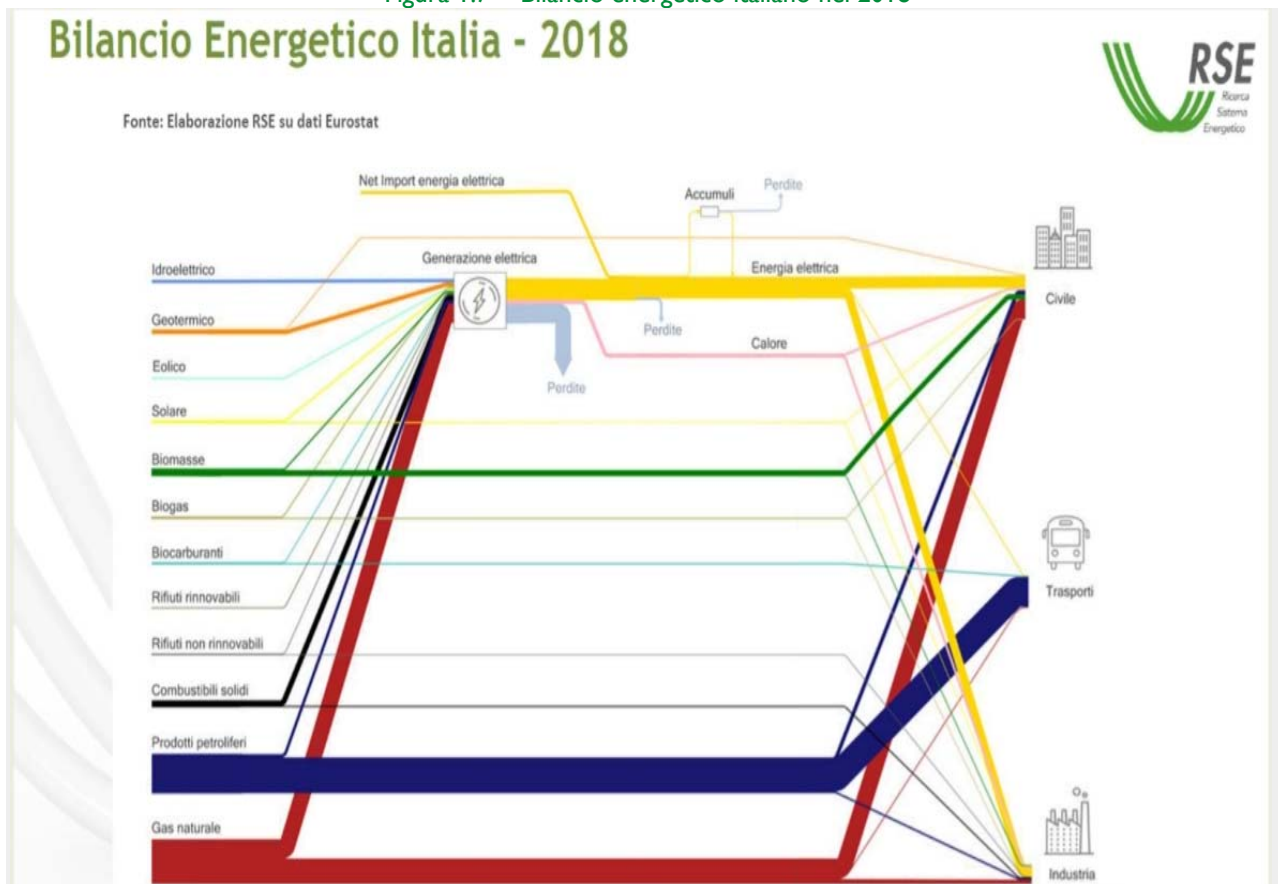
Figura 1.6 - Confronto fra le emissioni totali e gli assorbimenti di gas serra nei dati storici (2005 e 2018), nello scenario PNIEC proiettato al 2050 (Riferimento) e nello Scenario di decarbonizzazione al 2050



Fonte: Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, figura 1.3.2)

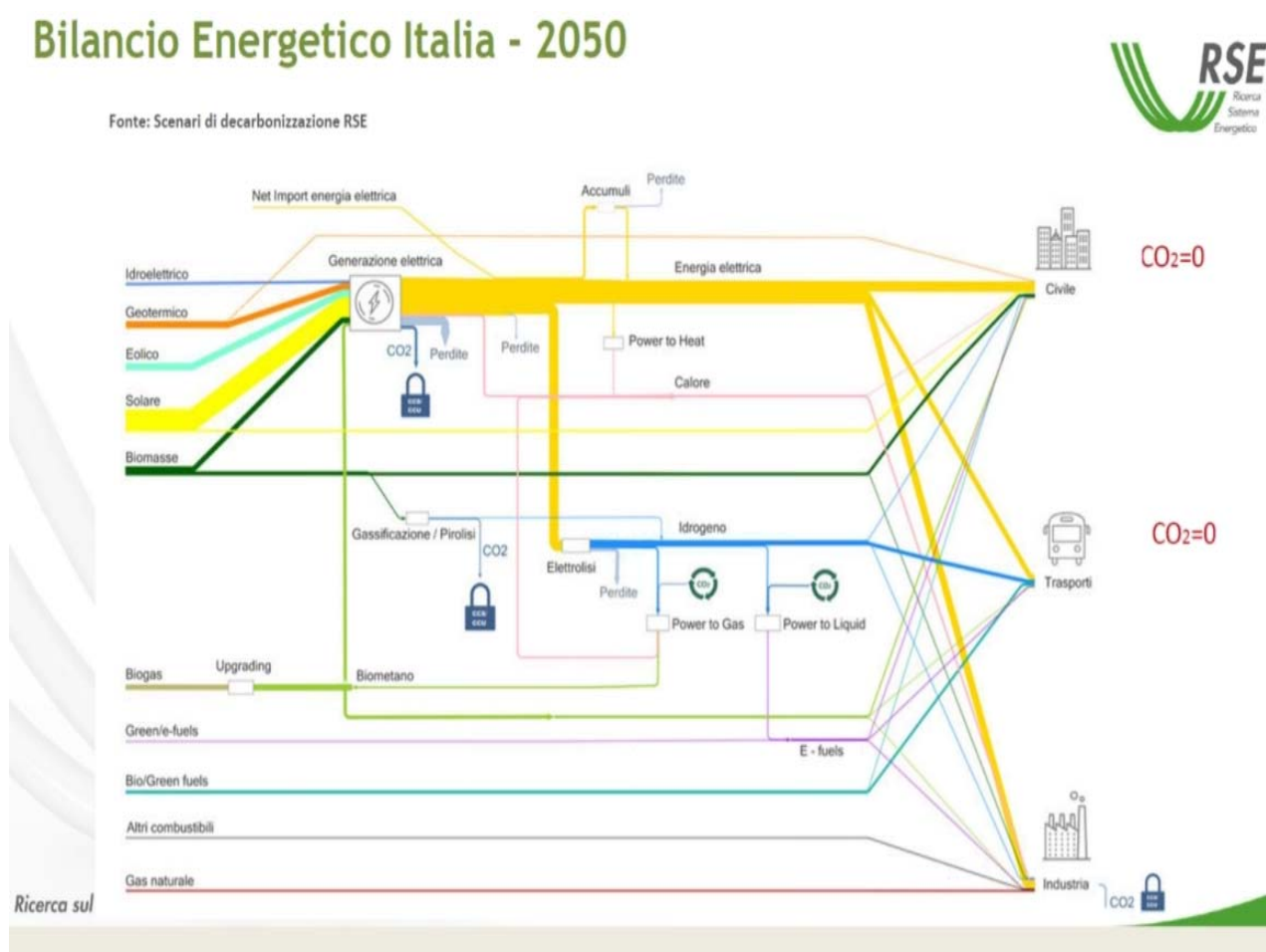
Il confronto fra il bilancio energetico nazionale del 2018 e quello delineato per il 2050, riportato nelle figure sottostanti (Figure 1.7 e 1.8), mostra la scomparsa dell'uso del carbone e del petrolio e il vistoso ridimensionamento nell'uso del gas naturale.

Figura I.7 - Bilancio energetico italiano nel 2018



Fonte: Eurostat / Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra

Figura I.8 - Previsione di bilancio energetico italiano nel 2050



Fonte: Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra

3) Il DM Burden Sharing: la regionalizzazione delle quote di consumo e la copertura con FER

Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012 (denominato *Decreto "Burden Sharing"* e definito sulla base degli obiettivi contenuti nel *Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili*), furono assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche e termiche per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale, pari al 17%.

La quota al 2020 per il Lazio corrisponde all'**11,9%**. Tale percentuale comporta obiettivi di riduzione dei consumi di energia finale lorda al 2020 particolarmente impegnativi (Fig. I.9).

Figura I.9- La regionalizzazione dell'obiettivo di copertura dei consumi finali con fonti rinnovabili:
Consumi finali lordi di energia (%)

	Dato rilevato			Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"
	2017	2018	2019	2020
Piemonte	18,5%	17,8%	18,7%	15,1%
Valle d'Aosta	82,2%	83,0%	91,1%	52,1%
Lombardia	13,8%	13,5%	13,2%	11,3%
Liguria	7,9%	7,8%	7,7%	14,1%
Provincia di Trento	44,2%	43,1%	43,1%	35,5%
Provincia di Bolzano	64,4%	63,1%	63,7%	36,5%
Veneto	17,6%	16,9%	16,6%	10,3%
Friuli Venezia Giulia	19,7%	19,5%	20,0%	12,7%
Emilia Romagna	11,1%	10,8%	11,3%	8,9%
Toscana	17,8%	17,0%	16,7%	16,5%
Umbria	25,2%	23,7%	23,1%	13,7%
Marche	18,2%	17,8%	17,3%	15,4%
Lazio	9,3%	8,6%	9,2%	11,9%
Abruzzo	27,1%	26,4%	26,6%	19,1%
Molise	40,3%	39,1%	39,1%	35,0%
Campania	16,6%	16,0%	17,1%	16,7%
Puglia	17,6%	16,5%	16,9%	14,2%
Basilicata	45,0%	47,8%	49,5%	33,1%
Calabria	42,5%	40,6%	40,4%	27,1%
Sicilia	12,5%	12,5%	12,8%	15,9%
Sardegna	26,3%	23,7%	25,1%	17,8%
ITALIA	17,4%	16,8%	17,1%	14,3%

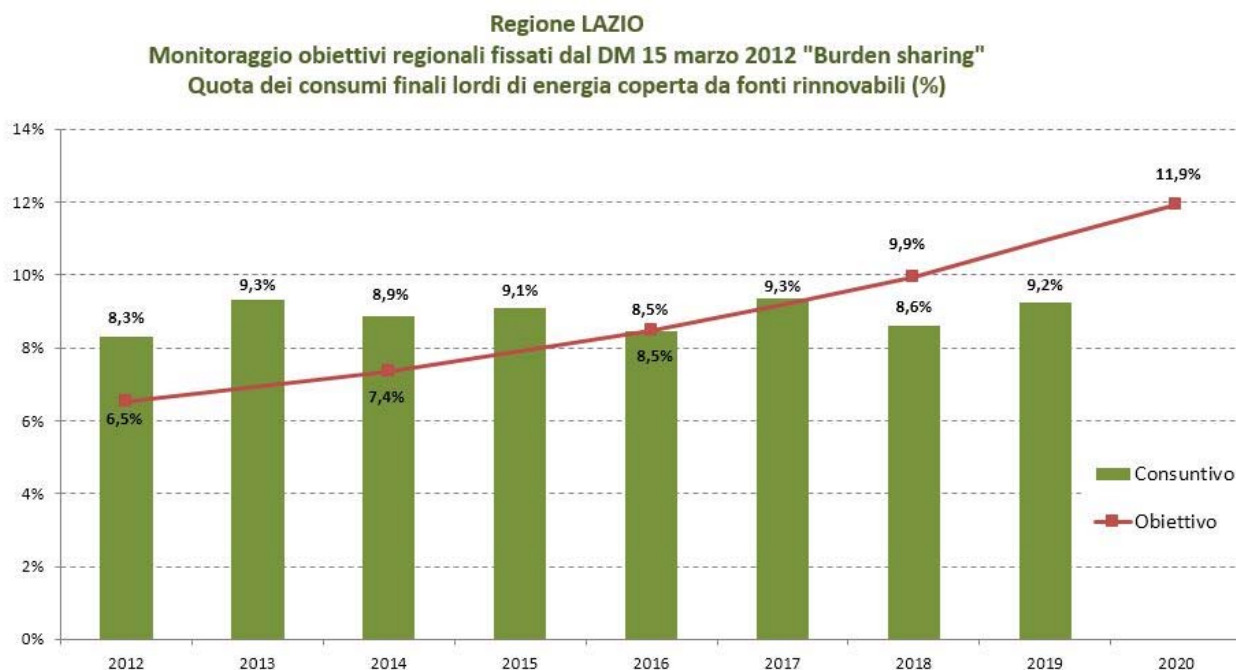
(Fonte: GSE - aggiornato al 08/07/2021)

Le differenze tra i dati rilevati a livello regionale e le traiettorie intermedie previste dal decreto *burden sharing* sono ovviamente da imputare a una molteplicità di fattori: efficacia delle misure di promozione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica a livello nazionale e regionale, strumenti di governo del territorio, tendenze dei consumi legate alla difficile congiuntura economica con differenti declinazioni territoriali a seconda del tessuto produttivo, ecc.²²

²² Le performance superiori alle attese delle rinnovabili nelle regioni possono essere state in parte favorite anche dalla disponibilità di statistiche sempre più affidabili, in particolare sul settore termico; si pensi ad esempio all'indagine sui consumi energetici delle famiglie pubblicata dall'Istat nel 2014, che ha consentito di contabilizzare consumi domestici di biomassa in precedenza non puntualmente rilevati; si tratta comunque di un fattore secondario poiché anche in assenza di tale contributo aggiuntivo le performance delle rinnovabili a livello regionale sarebbero state positive e generalmente superiori alle previsioni del decreto *burden sharing*.

La Figura successiva rappresenta il dettaglio per il Lazio dei dati consuntivati dal GSE rispetto ai vincoli di obiettivo del Decreto Burden Sharing da cui si evince un andamento tendenziale 2012 – 2019 sostanzialmente altalenante della quota di energia coperta da FER; nel 2019, la quota dei consumi complessivi di energia coperta da fonti rinnovabili per il Lazio è stata pari al 9,2%; un dato inferiore alla previsione del DM 15 marzo 2012 per il 2018 (9,9%).

Figura I.10 – Obiettivi Burden Sharing e dati rilevati Lazio



Fonte: GSE²³

²³ <https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-regionale/Lazio>

4) La proposta di Piano per la Transizione Ecologica (PTE)

Contestualmente all'aggiornamento del presente Piano, è in fase di approvazione²⁴ la proposta di Piano per la Transizione Ecologica (PTE) presentata dal Ministero per la Transizione Ecologica al Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (quest'ultimo Istituito con la legge n. 55 del 22 aprile 2021. Il PTE si articola su cinque macro-obiettivi condivisi a livello europeo:

- 1) neutralità climatica;
- 2) azzeramento dell'inquinamento;
- 3) adattamento ai cambiamenti climatici;
- 4) ripristino della biodiversità e degli ecosistemi;
- 5) transizione verso l'economia circolare e la bioeconomia.

All'interno di questa cornice sono otto gli ambiti di intervento previsti, per i quali verranno costituiti appositi gruppi di lavoro:

- 1) decarbonizzazione;
- 2) mobilità sostenibile;
- 3) miglioramento della qualità dell'aria;
- 4) contrasto al consumo di suolo e al dissesto idrogeologico;
- 5) miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture;
- 6) ripristino e rafforzamento della biodiversità;
- 7) tutela del mare;
- 8) promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile.

La stella polare è il raggiungimento della **neutralità climatica al 2050** e, di conseguenza, la **riduzione del 55%** delle emissioni di gas serra al 2030 in coerenza al pacchetto “Fit for 55” della **Commissione europea**. Per ridurre le emissioni il PTE punta molto sull'**elettrificazione dei consumi**. A partire dai **trasporti**, che “sono responsabili del 30% del totale nazionale delle emissioni”. Più in generale viene ribadito che gli obiettivi sanciti dalle istituzioni europee sono “ambiziosi” mentre va tenuto presente che “il Paese deve affrontare contestualmente un problema diffuso di **povertà energetica**, reso più evidente dalla pandemia e che interessa il 13% delle famiglie. Il sistema energetico conoscerà una profonda trasformazione, in termini di **minori consumi finali**, indotti da crescita di efficienza concentrata in particolare sul patrimonio edilizio pubblico e privato, e sui trasporti. La quota di elettrificazione del sistema dovrà progressivamente tendere e superare quota

²⁴ Si evidenzia che in data 15 dicembre 2021, la VIII Commissione Ambiente della Camera ha espresso parere favorevole con osservazioni alla Proposta di Piano per la transizione ecologica (PTE).

50%. **L'accelerazione del contributo delle energie rinnovabili diventa un fattore cruciale**". Il ministero definisce un arco di tempo ragionevolmente lungo – dieci anni – affinché si raggiunga l'obiettivo per cui **"almeno il 50% delle motorizzazioni dovrà essere elettrico"**. Inoltre **"in un quadro coordinato a livello europeo i sussidi ai combustibili fossili dovranno essere progressivamente eliminati"**.

Con il PTE il Governo italiano puntualizza come la transizione energetica ed il *phase-out* dai combustibili fossili avranno come prevedibile conseguenza anche la trasformazione radicale di intere filiere produttive. Proprio questo determinerà la necessità di **politiche di sostegno al lavoro** e di integrare **la dimensione sociale**, anche in virtù della rilevanza del PTE per le prossime generazioni e in omaggio al principio fondamentale per cui "nessuno deve essere lasciato indietro". Si prevede in particolare la necessità di attivare specifici interventi di politiche attive per il lavoro, ricorrendo a ammortizzatori sociali ma anche a percorsi di formazione specifica e riqualificazione.

Ai fini di realizzare la transizione ecologica, si evidenzia in particolare l'importanza di dedicare **più risorse alla ricerca scientifica**, rafforzando le **sinergie** fra attori e finanziamenti pubblici già disponibili e creando **interconnessioni stabili** tra il mondo di ricerca, università, *start-up* e imprese. Si intende così favorire il trasferimento tecnologico in grado di **ridurre gli impatti ambientali del sistema produttivo**.

Altrettanto importante è ritenuta nel documento l'attività di **prospezione delle tendenze future** (*foresight*) atta a pianificare azioni di breve termine partendo da visioni e prospettive di lungo-termine. Il PTE evidenzia che il *foresight* 'non intende prevedere il futuro, ma lo esplora tracciando i percorsi di transizione' necessari a delineare soluzioni alle problematiche delle nostre società.

Il PTE indica il **nuovo obiettivo nazionale** di riduzioni **emissioni climalteranti al 2030**, calcolato sulla base del *target* dell'UE nel suo complesso: "net zero" al 2050 e **riduzione del 55% al 2030 delle emissioni CO₂ (rispetto al 1990)**. Il **precedente obiettivo** di diminuzione delle emissioni di CO₂ si era tradotto nel **PNIEC** in una **riduzione del 37% per l'Italia**, da 520 milioni di tonnellate emesse nel 1990 a **328 milioni fissati per il 2030** (di cui 216 dai settori ETS e 109 da quelli non ETS).

Ora, dal **nuovo** obiettivo europeo deriva una riduzione maggiore delle emissioni nazionali, del 51%, che porta il **target 2030** intorno a quota **256 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente**

Il PTE indica quindi la necessità di operare **ulteriori riduzioni di energia primaria** rispetto a quanto già disposto nel PNIEC: la **riduzione di energia primaria** passerà dal 43 al **45%** (rispetto allo scenario energetico base europeo Primes 2007) da ottenere nei comparti a maggior potenziale di risparmio energetico come **residenziale e trasporti**, grazie anche alle misure avviate con il **PNRR**.

Sul fronte della maggior efficienza energetica, l'obiettivo di **riduzione dei consumi finali di energia**- che si stima di circa il **40-45% entro metà secolo rispetto ai livelli pre pandemia** - dovrà essere ripartito in modo flessibile per non penalizzare più del necessario la ripresa dell'attività economica negli anni successivi al 2020-21. Le principali misure si concentreranno sul settore residenziale-commerciale - anche come sviluppo del cd. **"Superbonus"** - mentre in quello dei trasporti vi sono ampi margini di intervento (aumento di **vetture elettriche ed ibride**, incremento della diffusione del servizio di **trasporto pubblico e condiviso**). L'**efficientamento energetico del patrimonio immobiliare** è ritenuto fondamentale per raggiungere l'obiettivo di piena decarbonizzazione.

Sul versante delle energie rinnovabili, si prevede un **incremento della capacità installata almeno del 15% rispetto al PNIEC**, e - comprendendo gli sviluppi della produzione di idrogeno verde prevista dal PNRR e dall'avvio della Strategia Nazionale sull'Idrogeno - **l'apporto delle energie rinnovabili al mix di energia elettrica dovrà salire dal 55% previsto dal PNIEC fin sopra la quota del 70% al 2030**.

Uno degli obiettivi del PTE in esame è **ridurre a breve e in modo significativo l'incidenza della povertà energetica** (che interessa il 13% delle famiglie italiane), andando oltre il “bonus sociale”, lo sconto sulla bolletta elettrica e del gas esteso automaticamente dal 2021 a tutti gli aventi diritto, **con misure più strutturali**.

L'elettrificazione del sistema dell'energia primaria, nella prospettiva di decarbonizzazione totale al 2050, **dovrà superare il 50%**.

Sarà dunque necessario puntare a un'accelerazione dello sviluppo del **vettore elettrico** rispetto alla quota del 22% raggiunta nel 2018 (era al 17% nel 1990) in virtù soprattutto di una decisa crescita nel settore dei **trasporti** (il PNRR prevede 31.500 punti di ricarica ultra veloce per i veicoli elettrici) e degli edifici, con una maggior diffusione delle pompe di calore.

La **generazione di energia elettrica dovrà dismettere l'uso del carbone entro il 2025** e provenire **nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili**, fino a livelli prossimi al **95-100% nel 2050**. Pur lasciando aperta la possibilità di un contributo delle importazioni, di possibili sviluppi tecnologici e della crescita di fonti rinnovabili finora poco sfruttate (come **l'eolico offshore**), si punterà sul **solare fotovoltaico**, che secondo le stime potrebbe arrivare tra i 200 e i 300 GW installati. Si tratta di un incremento notevole, di un ordine di grandezza superiore rispetto ai 21,4 GW solari che risultano operativi a fine 2020.

Per raggiungere invece i possibili obiettivi intermedi al 2030, ovvero una quota di energie rinnovabili pari al 72% della generazione elettrica, si stima che il fabbisogno di nuova capacità da installare arriverebbe a circa 70-75 GW di energie rinnovabili (mentre a fine 2019 la potenza efficiente lorda da fonte rinnovabile installata nel Paese risultava complessivamente pari a 55,5 GW).

Saranno poi decisivi lo **sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione e degli accumuli**. Per lo stoccaggio, la Strategia di Lungo Termine prevede una capacità di 30-40 GW di sistemi di accumulo elettrochimici (70-100 TWh di energia complessivamente accumulata).

Il Documento si prefigge una **sostanziale decarbonizzazione del comparto industriale**, in particolare nei settori “*hard to abate*” (siderurgia vetro, ceramica, cemento, chimica), il cui principio guida è quello dell’*“energy efficiency first”*. Sarà poi necessario il passaggio da combustibili fossili ai **combustibili rinnovabili** come **idrogeno, bioenergie e fuel sintetici**, l'elettrificazione spinta dei consumi e il ricorso a cattura e stoccaggio della CO₂ residua (CCS - CCU).

Sul **lungo termine**, la sfida resta quella dell'**energia nucleare da fusione**, su cui si continuerà ad investire nella ricerca. Un **apposito focus** del PTE è dedicato alle opportunità della fusione nucleare, in cui si evidenzia che il **principale progetto internazionale è l'International Thermonuclear Experimental Reactor (Iter)**, al quale partecipano Cina, Giappone, India, Corea del Sud, Russia, Stati Uniti ed Unione europea. L'investimento complessivo è previsto in circa 20 miliardi di euro, ma ogni membro contribuisce per la quasi totalità sotto forma di fornitura di componenti. Una parte fondamentale di Iter, l'impianto di iniezione di particelle neutre ad alta energia per il riscaldamento del plasma, è stato sviluppato ed è attualmente in sperimentazione presso il Consorzio RFX, tra Cnr, Enea, INFN, Università di Padova ed Acciaierie Venete,

a Padova. Vi è poi **Broader Approach**, un progetto che riunisce Europa e Giappone ed è collegato ad Iter; il progetto **Demo** e il **progetto DTT** (*Divertor Tokamak Test Facility*) che nasce come anello di collegamento tra i progetti Iter e Demo e prevede **la realizzazione nel Lazio**, presso il centro di ricerche Enea di Frascati, di una macchina sperimentale che ha l'obiettivo di contribuire alla messa a punto di configurazioni e materiali in grado di smaltire al meglio gli elevati flussi termici al bordo del plasma.

In **agricoltura**, la **strategia Farm to Fork**, con la sostituzione dei mezzi agricoli più inquinanti e l'avvento di pratiche agricole e zootecniche più sostenibili (agroecologia, agricoltura di precisione) oltre a ridurre le emissioni di ammoniaca, consentirà un maggiore assorbimento di carbonio nei terreni e un **potenziamento delle bioenergie**, dalle cui si prevede **una riduzione a 22-23 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente al 2050**. Un programma di riforestazione e una gestione sostenibile delle foreste (attualmente il 40% del territorio nazionale), ottimizzerà la loro capacità di assorbire più del 10% delle emissioni nazionali. A tale fine si richiama la necessità di aumentare stabilmente il "sink" di carbonio al di sopra dei livelli attribuiti dall'UE o attualmente previsti dal **Piano Nazionale di Contabilizzazione Forestale**, in coerenza con quanto disposto dalla Strategia Forestale Nazionale, promossa dal Mipaaf e in fase di approvazione.

Si evidenzia che **il negoziato con la Commissione sul recepimento del pacchetto "Fit for 55" potrà richiedere una revisione degli obiettivi energetici proposti nel PTE**.

Ulteriori risparmi di emissioni si potranno realizzare **in campo edilizio** con un impiego maggiore di **legno ingegnerizzato** al posto del calcestruzzo, **nel riscaldamento/raffrescamento** in campo civile (es. pompe di calore, elettricità) e più in generale con pratiche sistematiche di economia circolare e dei **criteri minimi ambientali (CAM)** che già oggi impongono l'impiego di una certa quota di materiali riciclati.

Il PTE dedica una parte ai temi **della mobilità sostenibile**. Una parte significativa delle azioni volte all'opera di decarbonizzazione **concerne, infatti, il settore dei trasporti**.

A tale riguardo è utile ricordare che il trasporto privato (macchine e motocicli) è responsabile per circa il 56% delle emissioni del settore (con un peso relativo aumentato di 3,4 punti percentuali dal 1990 al 2019) mentre il 22% è attribuibile agli autobus e ai trasporti pesanti.

Nell'atto del Governo in esame si sottolinea che l'obiettivo di un azzeramento delle emissioni sarà possibile solo attraverso la progressiva conversione del parco circolante in **veicoli elettrici, a idrogeno e a biocarburanti nonché al rafforzamento del contributo della domanda pubblica soprattutto nel settore del Trasporto pubblico locale, così come già previsto nelle linee di intervento del PNRR**. Per questo il PTE si allinea ai principali obiettivi indicati dalla strategia europea sulla mobilità (2020), che prevedono 30 milioni di auto elettriche entro il 2030 (6 milioni in Italia), navi e aerei a emissioni zero fra il 2030 e il 2035; il raddoppio del traffico ferroviario ad alta velocità per il 2030 e la triplicazione entro il 2050; l'aumento del 50% del traffico merci su rotaia entro il 2030 e il suo raddoppio per il 2050.

5) La proposta di Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI)

Contestualmente all'aggiornamento del presente Piano, è in fase di intesa in Conferenza Stato Regioni la proposta di *Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)* la cui adozione è prevista dall'art. 11-ter della Legge 11 febbraio 2019, n. 12.²⁵

Tra i vari obiettivi strategici si evidenzia l'importanza per il PiTESAI di “valorizzare altresì la possibilità di sfruttamento di forme di energia rinnovabili, come **l'eolico e il fotovoltaico offshore** e la forza delle maree e delle correnti.”

In termini di coerenza del PiTESAI con l'applicazione della **Pianificazione dello Spazio Marittimo – MSP** si evidenzia che la Direttiva dell'Unione Europea 14/89/UE stabilisce l'adozione da parte degli Stati membri di una “pianificazione dello spazio marittimo”, che preveda l'elaborazione di uno o più piani di estensione per l'organizzazione delle attività antropiche nelle zone marittime, stabilendo la distribuzione spaziale e temporale delle attività e degli usi attuali e futuri. Tale Direttiva è stata recepita dall'Italia con il D.lgs. 17 ottobre 2016 n. 201 che detta, tra l'altro, le norme di principio per una strategia integrata di pianificazione dell'impiego delle risorse marine. Il decreto prevede, in particolare, lo sviluppo sostenibile dei settori energetici del mare, dei trasporti marittimi, della pesca e dell'acquacoltura.

La programmazione delle attività si traduce nell'elaborazione di piani di gestione dello spazio marittimo (MSP), che tengano conto delle caratteristiche specifiche delle regioni marine interessate, degli aspetti economici, sociali e ambientali nonché delle interazioni terra-mare, promuovendo la collaborazione tra gli Stati membri.

Attualmente il MITE sta lavorando in sinergia con le altre Amministrazioni competenti, presso il Tavolo Tecnico Interministeriale istituito presso il MIMS (capofila dei lavori del Comitato Tecnico e Autorità competente), per l'attuazione della Direttiva e la redazione dei piani. Pertanto, in qualità di partecipante ai lavori del Comitato Tecnico Ministeriale per la redazione della Pianificazione Spaziale Marittima, oltre a condividerne gli obiettivi ambientali e di sviluppo sostenibile, il MITE, in qualità di proponente, continuerà a lavorare in sinergia con la MSP per assicurare la coerenza del PiTESAI con la definizione degli obiettivi più generali di coesistenza e sviluppo armonico e sostenibile degli usi del mare e della costa della pianificazione dello spazio marittimo.

In particolare, per quanto riguarda gli obiettivi del settore energia nell'ambito della MSP saranno considerate le iniziative volte ad assicurare la transizione energetica e la produzione di energie da fonti rinnovabili dal mare. I piani del mare continueranno a dialogare con il PiTESAI, e con i suoi possibili futuri aggiornamenti/revisioni, di carattere prevalentemente ambientale, preordinata e necessaria ai fini del perseguimento di una efficace “transizione energetica” entro i tempi previsti - con primi, sfidanti obiettivi al 2030 -, e anche con il Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), adottato dal Governo alla fine del

²⁵ In data 29 settembre si è conclusa la procedura di VAS con l'emanazione del Decreto del Ministro della Transizione Ecologica di concerto con il Ministro della Cultura relativo al parere motivato di valutazione ambientale strategica del Piano in parola, contenente il parere della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS n. 149 del 15/09/2021 e il parere tecnico del Ministero della Cultura in data 22/09/2021.

19 ed attualmente in corso di aggiornamento, con l'intento sinergico ed integrato, di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione Europea di decarbonizzazione totale al 2050 (Green New Deal, SNSS) e di Neutralità climatica entro il 2050 (COM(2018) 773).

Per quanto riguarda la possibilità di intersezione tra il PITESAI e la possibile programmazione di infrastrutture marine per l'utilizzo delle energie rinnovabili marine è stato istituito presso il MITE un gruppo di lavoro che esaminerà **le diverse potenzialità e progettualità dell'eolico offshore**, in vista di possibili aggiornamenti del PITESAI.

Attualmente la MSP, in Italia, è infatti in fase di redazione e non è ancora disponibile la versione definitiva della stessa, per come consolidata a valle del processo di VAS. Il MITE ritiene, quindi, che la MSP dovrà considerare quanto prodotto dal PiTESAI, che potrà essere comunque oggetto di opportune future verifiche e armonizzazioni ulteriori con la MSP, nel caso di un aggiornamento del PiTESAI (per esempio con frequenza triennale).

1.2.3 Quadro strategico e normativo regionale per l'efficienza energetica e le FER

La pianificazione energetica regionale, oltre a recepire i documenti comunitari e nazionali strategici e di indirizzo sopra esposti, ha inteso comunque procedere armonizzandoli con il tessuto strutturale territoriale attraverso consultazioni con gli *stakeholder*.

L'avvio del processo di elaborazione della proposta sotto il profilo esclusivamente tecnico ha coinciso con l'organizzazione di specifici "tavoli *multistakeholder*", ovvero tre seminari, definiti "*focus group*", dedicati allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, all'efficienza energetica, alle reti e alla generazione diffusa, nonché alla green economy. Queste tematiche sono state individuate dalla citata deliberazione n. 768/2015 quali futuri Assi strategici d'intervento in cui articolare in modo organico l'ampia materia trattata.

Nell'ambito di tali "tavoli", svoltisi nell'arco del 2015 in presenza dei soggetti "portatori d'interesse" relativamente ai diversi profili tematici, si è sviluppato un proficuo confronto tecnico-programmatico teso a discutere e condividere sia lo stato dell'arte correlato ai diversi ambiti tematici, sotto forma di analisi specifiche, sia le proposte d'azione realisticamente ipotizzabili per la presente proposta di pianificazione.

Le osservazioni e le proposte sono state raccolte nel Rapporto sintetico degli esiti delle consultazioni (Allegato B alla succitata Delibera 768/2015), e sono state tenute in debito conto nella fase di elaborazione del Piano per una costruzione condivisa e trasparente del Piano Energetico della Regione Lazio.

Il complesso iter di pianificazione è proseguito, ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., con la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), che si configura quale processo continuo e comune a quello di elaborazione e approvazione del PER ed è finalizzata a garantire la sostenibilità del Programma attraverso l'integrazione della dimensione ambientale con quella economica e sociale. Le attività di VAS si concretizzano nella redazione del Rapporto ambientale, che diviene parte integrante del PER. Nel corso del 2018 sono state analizzate le osservazioni pervenute da parte degli *stakeholder*, elaborate le risposte di pertinenza nonché rielaborati i documenti correlati (PER e Rapporto Ambientale, settembre 2018), ed è stato quindi completato il processo di VAS con l'ottenimento del Parere Motivato secondo le risultanze della relazione istruttoria effettuata dall'Area competente finalizzato all'avvio dell'iter politico per l'approvazione finale (cfr. Det. n. G08958 del 17.07.2018).

La Giunta regionale con atto n. 98 del 10 marzo 2020, ha deliberato di adottare e sottoporre all'esame del Consiglio Regionale, lo schema di Deliberazione consiliare concernente "Approvazione del nuovo "Piano Energetico Regionale" (PER Lazio) e dei relativi allegati ai sensi dell'art. 12 della legge regionale n.38 del 22 dicembre

1999”. Dal mese di aprile 2020, presso il Consiglio, sono stati avviati i lavori di analisi e di valutazione del Piano in parola da parte della *VI Commissione, lavori pubblici, infrastrutture, mobilità, trasporti – LLPP*.

In occasione delle audizioni e del dibattito in seno alla *VI Commissione*, sia i Consiglieri sia alcuni portatori d'interesse (Associazioni, Università, altri) hanno posto una serie di quesiti e osservazioni, poi tradotti in emendamenti, connessi, in buona parte, alla necessità di aggiornare i contenuti del PER con il nuovo quadro normativo e di pianificazione europeo, nazionale e regionale in tema di energia e clima.

Tale attualizzazione è stata implementata nel presente Documento di aggiornamento del PER Lazio che ha analizzato, nel dettaglio, il recente e sfidante quadro di riferimento in materia come il Piano Nazionale Integrato Clima Energia del 21 gennaio 2020, il *Green Deal Europeo* di cui alla Comunicazione COM(2019) 640 dell'11/12/2019, il Piano per la Transizione Ecologica e, da ultimo, le disposizioni di cui al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 recante “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”.

Con l'attualizzazione del PER Lazio sono stati anche aggiornati tutti i dati certificati di interesse nonché rielaborati tutti i dati e le informazioni utili con riferimento alla recente pianificazione regionale sovraordinata relativa, ad esempio, alla gestione dei rifiuti, qualità dell'aria, pianificazione territoriale e paesaggistica, gestione dello spazio marittimo e ai trasporti.

Il presente Documento di aggiornamento conferma pertanto la stessa impostazione del 2018 e dunque descrive nel dettaglio gli obiettivi che la **Regione Lazio** intende perseguire nel più ampio quadro di riferimento internazionale, europeo e nazionale volti a governare una politica di abbattimento delle emissioni in atmosfera per quanto concerne i gas clima-alteranti, con principale riferimento alla CO₂, le misure per l'incentivazione delle fonti rinnovabili in combinazione con un uso sostenibile e una riduzione dei consumi finali di energia attraverso l'efficientamento energetico.

Il prosieguo del percorso valutativo durante la fase attuativa del PER verrà assicurato dal monitoraggio, che si pone quale strumento essenziale con cui verranno verificati gli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione del Programma ed il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati.

Le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, infatti, oltre a concorrere al raggiungimento degli obiettivi energetici rappresentano una leva fondamentale per il rilancio del sistema economico e produttivo, con particolare riferimento all'universo della green economy.

Il rafforzamento della sicurezza del sistema energetico regionale costituisce, a sua volta, un nodo cruciale in chiave di miglioramento della competitività del sistema territoriale. A tal fine le azioni previste nel PER mirano anche a favorire l'efficientamento delle infrastrutture a rete per la distribuzione, e a ottimizzare, in condizioni di sicurezza, la capacità di stoccaggio (attraverso sistemi di *storage* ad accumulo elettrochimico ovvero a vettore idrogeno) dell'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili (solare fotovoltaico ed eolico) nonché del gas da biomassa.

Il Piano energetico regionale rappresenta uno strumento fondamentale per recepire i più recenti indirizzi normativi – soprattutto comunitari - e darne completa attuazione. Per farlo, occorre provvedere non solo ad un aggiornamento della normativa di riferimento ma anche ad una conseguente revisione e rimodulazione degli obiettivi. L'approvazione del Piano si inserisce in un momento delicato, forse il più difficile degli ultimi decenni, e la risposta deve essere all'altezza della sfida e deve prevedere un cambio di passo per rendere il nostro territorio più forte, competitivo e pronto a superare la crisi in atto e cogliere le opportunità che si presenteranno. Anche in campo energetico e ambientale. Con questo atto programmatico la Regione Lazio intende dare una risposta responsabile. L'Europa, attraverso l'approvazione di Next Generation EU, ha dato

una risposta concreta e oggi la responsabilità della Regione Lazio è quella di essere pronta per indirizzare le risorse verso gli obiettivi più sfidanti, velocizzare i passaggi amministrativi e dare conto dell'azione pubblica ai cittadini in modo chiaro e trasparente. Occorre mettere a sistema con il presente piano le singole iniziative normative che sono state approvate in questi anni in Consiglio regionale, dalla disposizione sulla transizione ecologica dei veicoli fino alle comunità energetiche, solo per citarne alcune, e dare un'ulteriore spinta con progetti strategici di transizione energetica (idrogeno, eolico offshore, fotovoltaico in aree ex industriali e quelle da bonificare, biocombustibili). A tal proposito si evidenzia la recente **L.R. n. 14 del 11 agosto 2021** che ha apportato, tra l'altro, rilevanti modifiche a titolo indicativo e non esaustivo alle *Disposizioni in materia di fonti energetiche rinnovabili*, alla *Disciplina in materia di piccole utilizzazioni locali di calore geotermico*, alle *Norme in materia ambientale e di fonti rinnovabili*, per un maggior dettaglio delle quali si rimanda all'**Allegato I.3**.

In termini più generali il PER considera strategici i seguenti macro-obiettivi:

- portare al 2030 e al 2050 la quota regionale di rinnovabili elettriche sui consumi finali elettrici rispettivamente al **55%** e ad almeno il **100%** puntando sin da subito anche su efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi
- sostenere la valorizzazione delle sinergie possibili con il territorio per sviluppare la “prosumazione” distribuita da FER (gruppi di autoconsumo collettivo e comunità energetiche) - accompagnata da un potenziamento ed integrazione delle infrastrutture di trasporto energetico e da una massiccia diffusione di sistemi di *storage* e *smart grid* – al fine di raggiungere, rispettivamente al 2030 e al 2050, il **32%** e **89%** di quota regionale di energia da FER sul totale dei consumi;
- ridurre i consumi finali totali, rispetto ai valori del 2019, rispettivamente del **33%** al 2030, e del **58%** al 2050 per effetto di un'ambiziosa transizione all'elettrico e riduzione dei consumi finali termici (rispettivamente del 41% al 2030 e del 86% al 2050) in primis nei settori edilizia e trasporti;
- incrementare sensibilmente il grado di **elettrificazione** nei consumi finali (dal 21% anno 2019 al 30% nel 2030 al **69%** nel 2050), favorendo la diffusione di pompe di calore, apparecchiature elettriche, sistemi di *storage* (ad accumulo elettrochimico e a vettore idrogeno), sistemi di *smart grid*, mobilità sostenibile, alternativa e condivisa;
- **abbattimento** dell'uso di fonti fossili e raggiungimento al 2050 della neutralità climatica in termini di emissioni di **CO₂** in particolare del 100% nel settore civile, del **96%** nella produzione di energia elettrica, del **95%** nel settore trasporti e del **89%** nel settore industria (cfr. § 2.3) in considerazione di attività “*hard to abate*”. Le emissioni residuali, e assolutamente marginali, al 2050 dovranno essere compensate con opportuni interventi di assorbimento da programmare nei prossimi Piani Operativi Pluriennali (cfr. Governance del Piano - Parte IV) , con lo scopo di raggiungere "NET-ZERO";
- sostenere la Ricerca e l'ecosistema dell'innovazione mantenendo forme di incentivazione diretta per i prodotti e le “tecnologie pulite”;
- sostenere lo sviluppo occupazionale e il riposizionamento competitivo delle strutture esistenti verso le filiere della transizione ecologica favorendo, nelle direttrici della nuova politica di coesione 2021-2027, tecnologie più avanzate e **suscettibili di un utilizzo sostenibile** da un punto di vista **socioeconomico** e **ambientale**;
- implementare sistematicamente forti azioni di coinvolgimento e sensibilizzazione della PAL, degli investitori istituzionali e della pubblica opinione per lo sviluppo delle FER e per il risparmio energetico negli utilizzi finali.

Questi obiettivi vanno declinati in stretta relazione con gli obiettivi di sviluppo economico ed occupazionale, nell'ambito dei principi della Green Economy, utilizzando al meglio il grande capitale di Ricerca ed Innovazione che il Lazio possiede.

In questo ambito, puntando ad un cambiamento del modello di sviluppo, va ricercato il disaccoppiamento tra consumi energetici e PIL, ottenendo più sviluppo con meno risorse attraverso un incremento dell'efficienza energetica e una maggiore "simbiosi industriale" ovvero quel processo che tende a riutilizzare gli scarti industriali invece di smaltirli, passando così ad un'economia circolare attraverso un uso efficiente delle risorse.

Il principale obiettivo che il PER persegue è rappresentato dal risparmio di energia da fonte fossile in tutti gli ambiti di utilizzo finale (residenziale, terziario, industria, agricoltura e mobilità) combinato al maggior impiego delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

Oltre agli interventi specifici a favore dell'efficienza energetica, risultano fondamentali alcuni fattori abilitanti, come il supporto alla ricerca e all'innovazione per lo sviluppo di nuove tecnologie, il ruolo degli Esperti in Gestione dell'Energia, l'attivazione di strumenti finanziari innovativi, il controllo e il rafforzamento delle misure tramite azioni di monitoraggio e contabilizzazione, la comunicazione, la sensibilizzazione ed il coinvolgimento degli utenti finali (Pubblica Amministrazione, imprese e cittadini).

Di tutto questo si darà conto nella ridefinizione degli obiettivi e nelle azioni da introdurre nelle sezioni che seguono.

1.3. Consumi e produzione energetica in ambito regionale

Il Bilancio Energetico Regionale (BER), ovvero l'analisi dell'energia prodotta e consumata nel Lazio, per gli anni 2009-2019, è stato elaborato da ENEA secondo la nuova metodologia EUROSTAT²⁶ adottata nel 2019: i nuovi bilanci dal 2009 al 2019 (cfr. ALLEGATO I.4 bis) non sono pertanto confrontabili con le precedenti edizioni.

Come esplicitato da ENEA, *“Il Bilancio Energetico Regionale e il Burden Sharing rispondono ad esigenze conoscitive differenti e sono elaborati con una metodologia diversa.*

Il BER risponde all'esigenza di conoscere in modo approfondito il sistema energetico regionale per poter programmare le azioni da intraprendere al fine di indirizzare il territorio sul percorso scelto (obiettivi di efficienza energetica, sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, etc.): sono descritti i flussi di formazione delle risorse energetiche (produzione, import/export e variazione delle scorte) e il loro utilizzo nella trasformazione delle fonti energetiche e nei consumi finali.

Il monitoraggio del burden sharing per il raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili è realizzato attraverso l'elaborazione di un indicatore sintetico che misura la quota di consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili.

I dati energetici per il calcolo dell'indicatore sono in unità fisiche successivamente rielaborati nel rispetto della metodologia EUROSTAT richiesta per il burden sharing.

Relativamente alle fonti fossili è utile evidenziare alcune differenze tra i dati presenti nel BER e quelli per il monitoraggio del burden sharing per sottolineare che i dati non sono fra loro confrontabili. In particolare, si rileva che:

- per quanto riguarda i prodotti petroliferi, per l'elaborazione dell'indicatore di monitoraggio del burden sharing:
 - i consumi energetici per l'aviazione internazionale sono inclusi nei consumi di petrolio che definiscono il denominatore, nel BER i consumi energetici per l'aviazione internazionale contribuiscono a definire il consumo interno di energia (total energy supply) e non sono inclusi nei consumi finali dei prodotti petroliferi;
 - i consumi finali di biogasolio e biobenzina sono inclusi, rispettivamente, nei consumi di gasolio e benzina, nel BER i consumi finali di biogasolio e biobenzina sono inclusi nei consumi delle fonti rinnovabili;
 - i consumi finali di gasolio e benzina (comprensivi dei consumi di biocarburanti) sono valutati con un potere calorifico di 43 TJ/kton, nel BER i consumi finali di gasolio sono valutati con un potere calorifico di 43 TJ/kton, i consumi finali di benzina sono valutati a 44,3 TJ/kton, i consumi finali di biocarburanti (biogasolio e biobenzina) sono valutati a 27 TJ/kton.
- per quanto riguarda i combustibili solidi, nell'elaborazione dell'indicatore di monitoraggio del burden sharing sono inclusi i consumi energetici degli altiforni, mentre nel BER i consumi degli alti forni sono un consumo energetico in trasformazione e quindi non inclusi nei consumi finali”.

²⁶ Il bilancio energetico secondo la metodologia EUROSTAT segue le indicazioni stabilite da Regulation (EC) No 1099/2008 sugli indici statistici da utilizzare negli studi energetici. Nel citato regolamento, l'Annesso A definisce anche l'area geografica di applicazione, gli indici aggregativi e i settori (produzione, trasformazione, settori energetici, domanda finale, specificazione dell'utilizzo finale) e l'Annesso B specifica i prodotti energetici.

1.3.1. Domanda di energia regionale

1.3.1.1 Consumo Interno Lordo

Il dettaglio del Consumo Interno Lordo per fonte (vedi figure sottostanti) consente di identificare diversi fenomeni di consumo nella regione, come ad esempio il consistente aumento nel consumo di combustibili solidi a partire dal 2010 dovuto, in particolare, alla conversione a carbone della centrale di Civitavecchia e, di riflesso, la diminuzione dei prodotti petroliferi dovuta alla chiusura dell'unica raffineria presente sul territorio laziale.

Figura I.11 Consumo interno lordo per fonte, 2009-2019 (ktep) nel Lazio

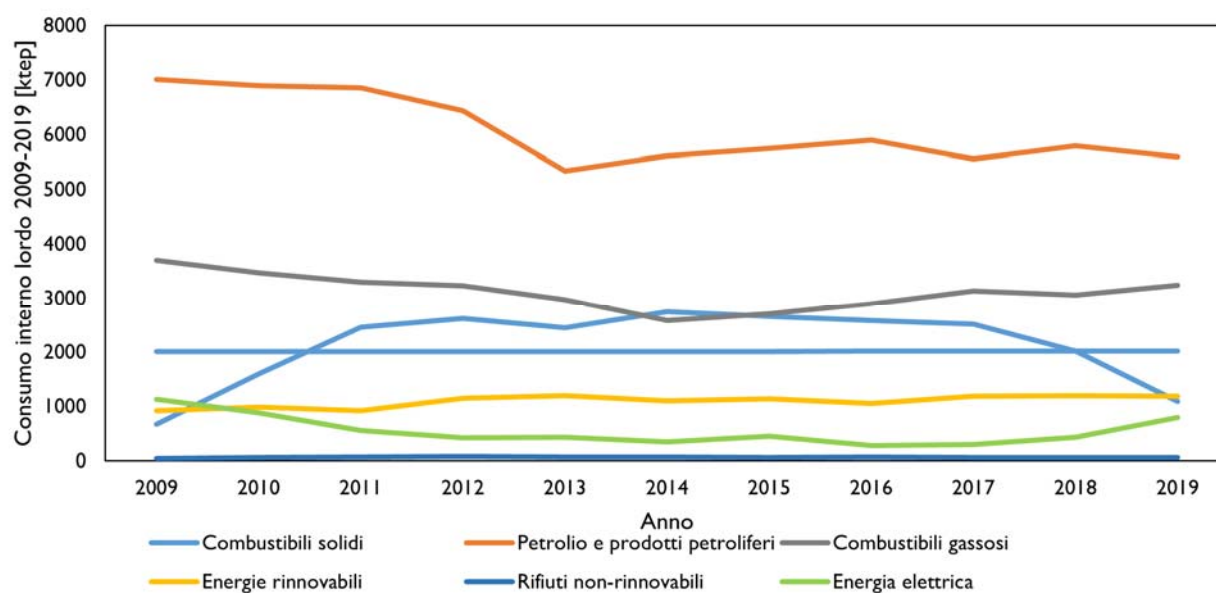
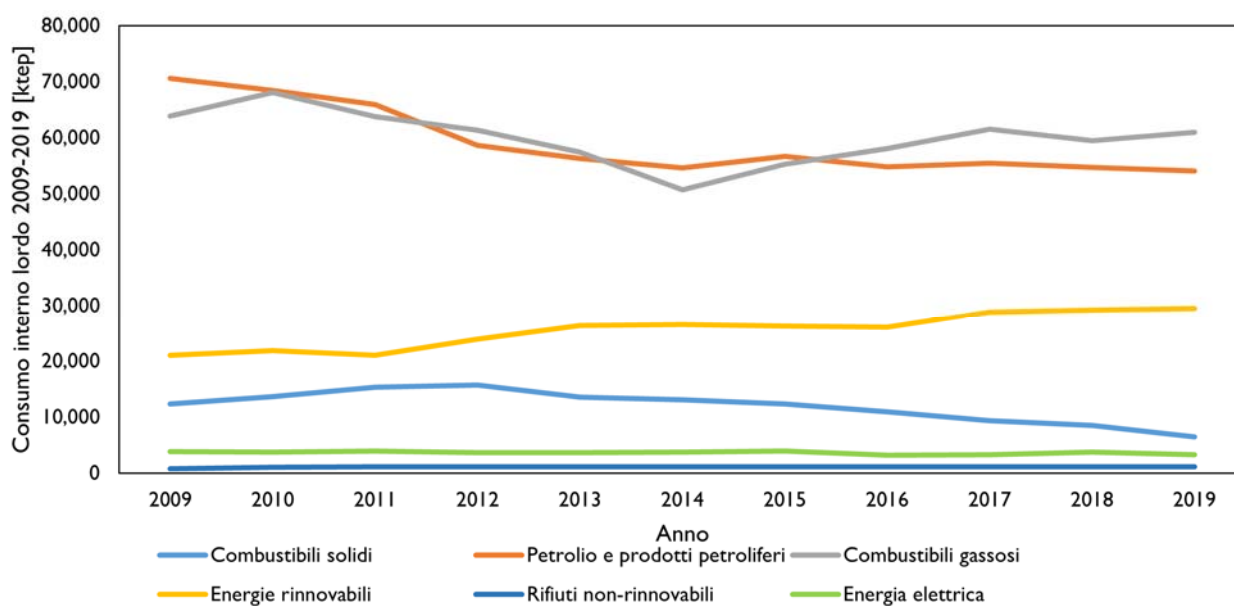


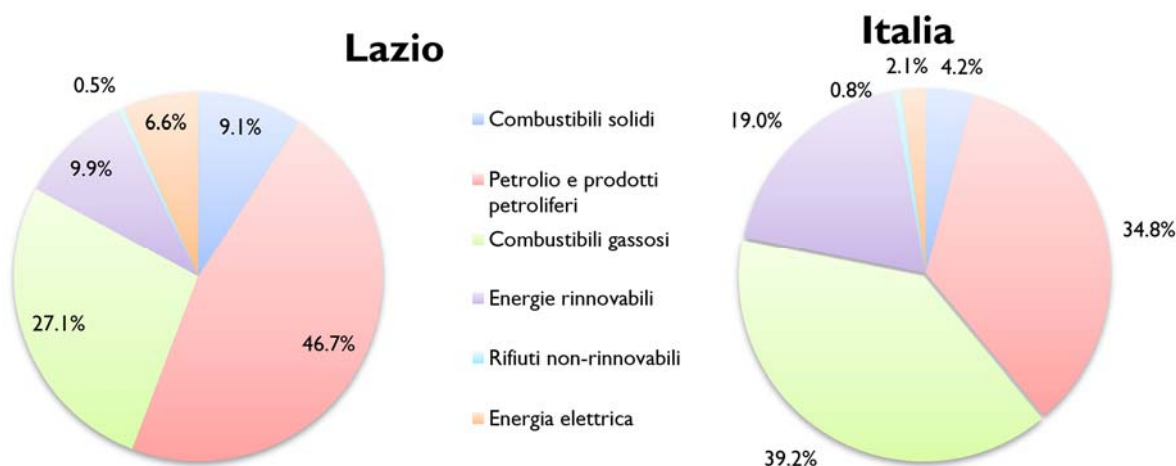
Figura I.12 Consumo interno lordo per fonte, 2009-2019 (ktep) in Italia



Fonte: EUROSTAT, ENEA

Dal confronto del mix per fonte del Consumo interno lordo nell'anno 2019 tra Lazio e Italia (vedi Figura I.13), si nota per il Lazio un maggiore contributo del petrolio e prodotti petroliferi (47% per il Lazio vs. 35 % per l'Italia) e dei combustibili solidi (9% per il Lazio vs. 4% per l'Italia), accompagnato da un minore uso di gas naturale (27% per il Lazio vs. 39% per l'Italia) e rinnovabili (10% per il Lazio vs. 19% per l'Italia).

Figura I.13 – Percentuale di consumo interno lordo per fonte 2019. Lazio vs. Italia



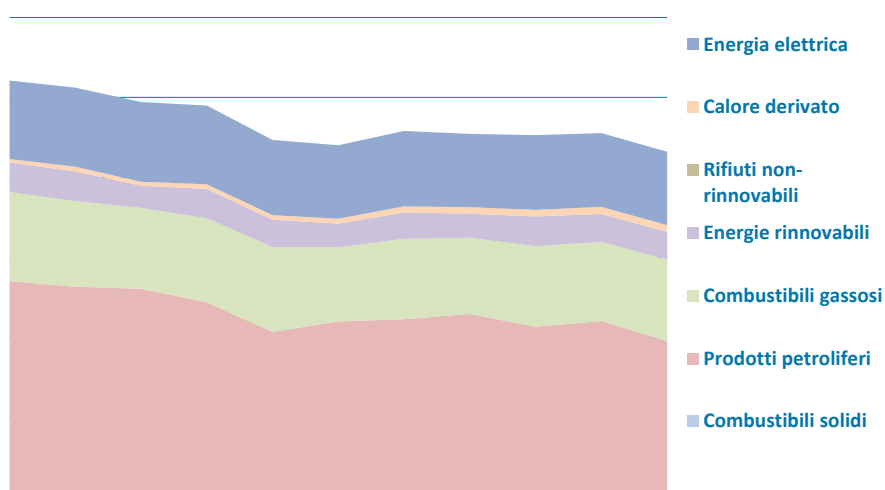
Fonte: EUROSTAT, ENEA

I.3.1.2 Consumi energetici finali

I Consumi Energetici Finali (CF) del Lazio hanno avuto un andamento tendenzialmente decrescente nel periodo 2009-2019 (vedi figura sottostante), con picchi negativi nel 2013 (-9%) e nel 2019 (-5%): il calo nel 2019 si è registrato dopo l'incremento nel 2015 (+4%) e un triennio di relativa stabilità dei consumi energetici che ha determinato nel 2019 un consumo finale regionale pari a 8,6 Mtep (7,6% dei consumi finali nazionali). Relativamente alle fonti energetiche, è da sottolineare

- la forte contrazione dei consumi dei prodotti petroliferi fino al 2013, seguita da una stabilità nei consumi nel periodo 2014 – 2018 e da un successivo nuovo calo nel 2019,
- la sostanziale stabilità dei consumi di combustibili gassosi e dell'energia elettrica (vedi Figura I.14).

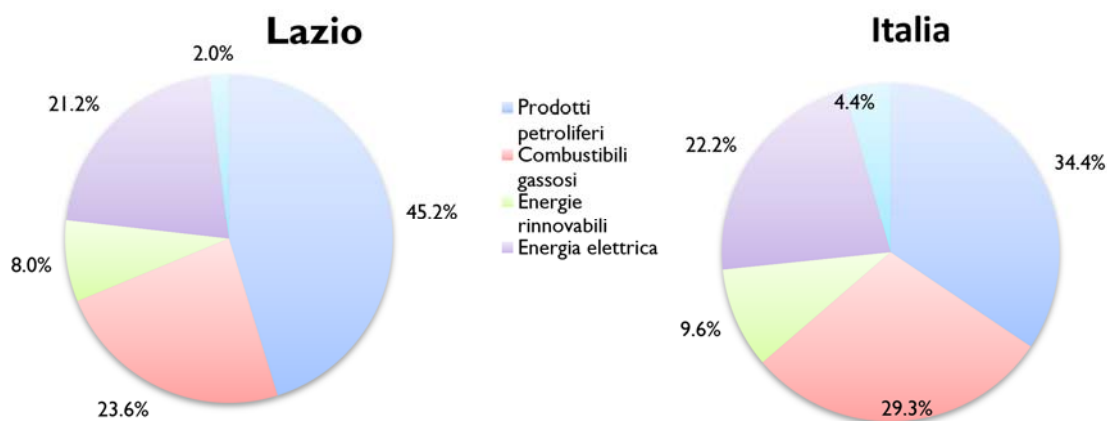
Figura I.14 Consumi energetici finali (ktep) del Lazio per fonte, anni 2009-2019



Fonte: ENEA

Nel 2019 il confronto per fonte tra Lazio e Italia (vedi Figura I.15) mostra che nel Lazio i prodotti petroliferi, **destinati quasi esclusivamente ai trasporti**, coprono oltre il 45% dei consumi energetici regionali, contro il 34% a livello nazionale. Rispetto al mix nazionale, nel Lazio si ha un minor ricorso al gas naturale (23% vs. 29% Italia).

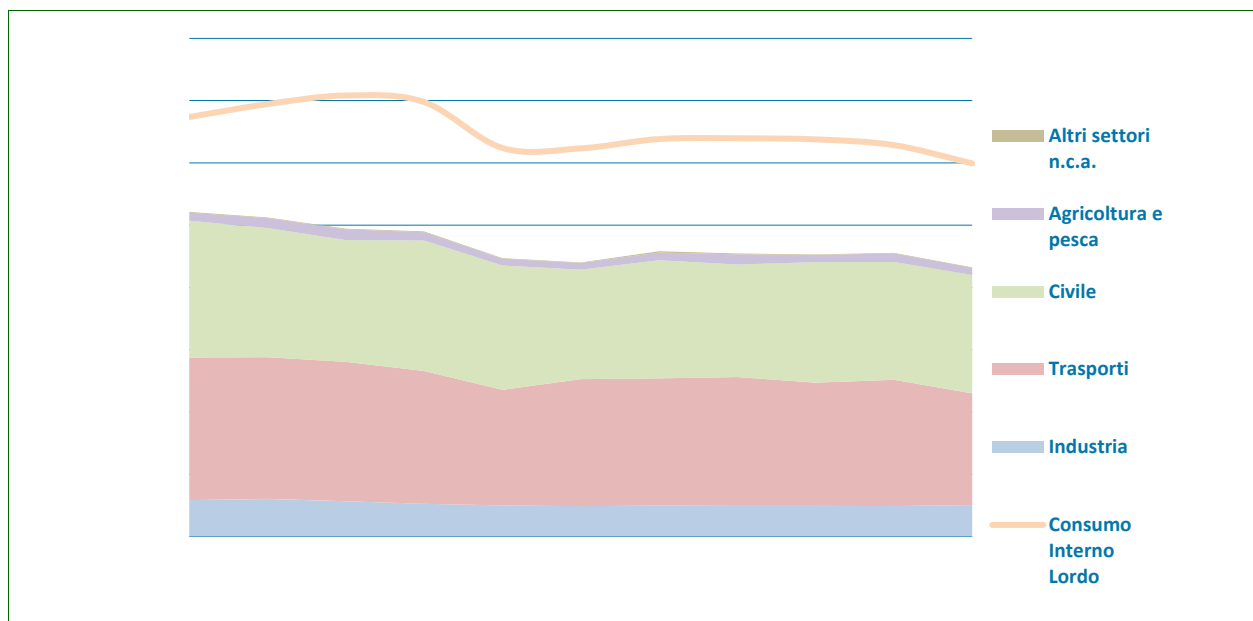
Figura I.15 Distribuzione dei consumi energetici finali (%) in Italia e nel Lazio per fonte nell'anno 2019



Fonte: EUROSTAT, ENEA

A livello settoriale, la principale voce di consumo è il settore civile seguito dal settore trasporti (vedi Figura I.16). Nel periodo 2009-2019 la differenza tra consumo interno lordo e consumi finali di energia è prima aumentata a causa della crescita delle importazioni di combustibili solidi per la produzione di energia e poi diminuita a seguito della riduzione delle importazioni di petrolio dovuta alla chiusura dell'unica raffineria presente sul territorio nel 2014, per poi stabilizzarsi negli ultimi anni.

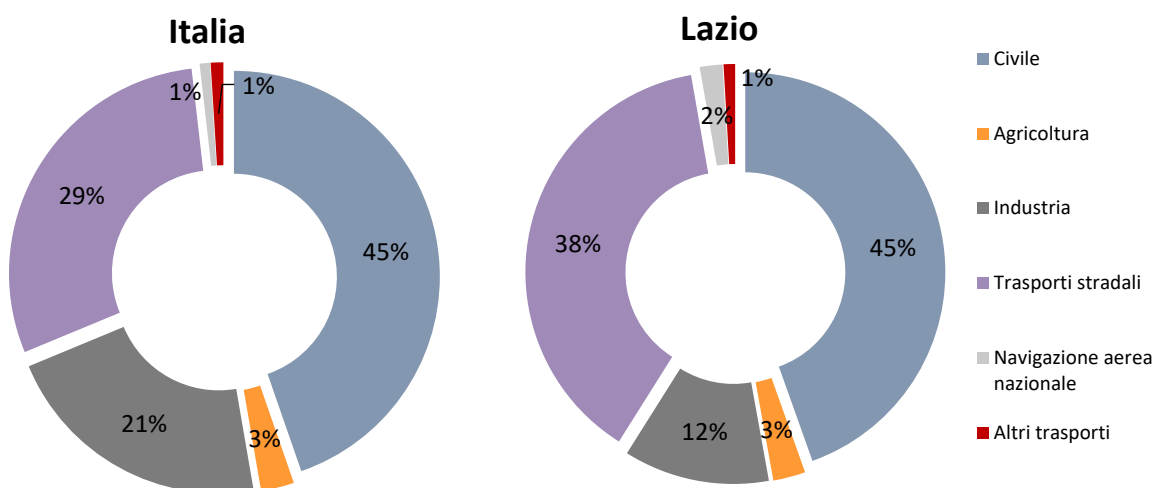
Figura I.16 Consumi energetici finali e lordi (ktep) del Lazio per settore, anni 2009-2019



Fonte: ENEA

Nel 2019, come mostrato dalla Figura I.17, la distribuzione dei consumi settoriali di energia evidenzia che nel Lazio il settore civile (residenziale e terziario) assorbe oltre il 44% dei consumi finali (in linea con l'Italia per cui rappresenta il 43,6%), seguito dal settore dei trasporti con il 41,5% (32% in Italia) e dall'industria sotto il 12% (22% in Italia). Disaggregando i consumi finali del settore trasporti in trasporti stradali, navigazione aerea nazionale e altri trasporti (ferrovie e navigazione marittima nazionale), **si nota che nel 2019 nel Lazio i trasporti stradali rappresentano il 38% dei consumi finali contro il 29% in Italia. Si sottolinea pertanto il maggior peso percentuale nel Lazio dei consumi energetici per i trasporti stradali (+8% rispetto al dato nazionale).**

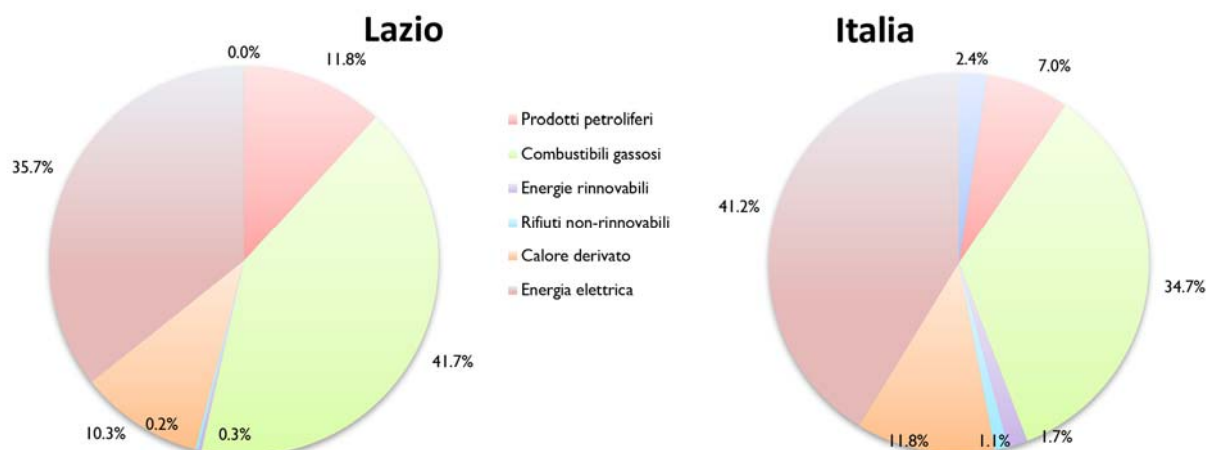
Figura I.17 Suddivisione dei consumi energetici finali (%) per sub-settore, anno 2019



Fonte: EUROSTAT, ENEA

Anche a livello settoriale il confronto mix per fonte energetica dei consumi finali mostra differenze tra il Lazio e la realtà italiana. Nel settore **industria** (vedi Figura 1.18), spicca un maggiore ricorso ai combustibili gassosi (42% nel Lazio vs. 35% in Italia) e prodotti petroliferi (12% nel Lazio vs. 7% in Italia), accompagnati da un minor ricorso all'energia elettrica (36% nel Lazio vs. 41% in Italia).

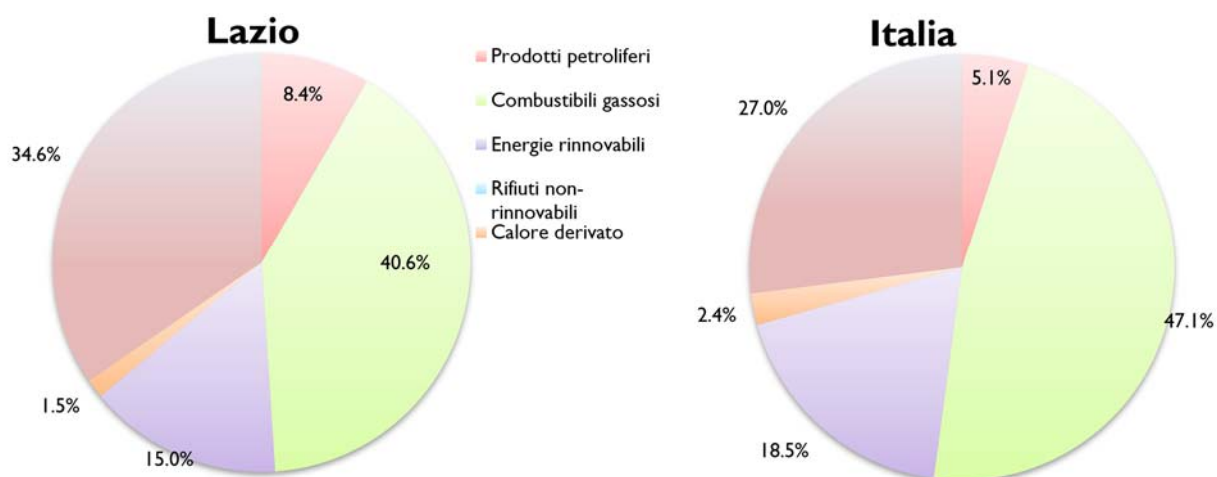
Figura 1.18 Consumo energetico finale per fonte nel settore industria, anno 2019



Fonte: EUROSTAT, ENEA

Nel settore **civile** (vedi Figura 1.19), il confronto risulta invertito con una quota minore per i combustibili gassosi (41% nel Lazio vs. 47% in Italia) e maggiore per l'energia elettrica (35% nel Lazio vs. 27% in Italia).

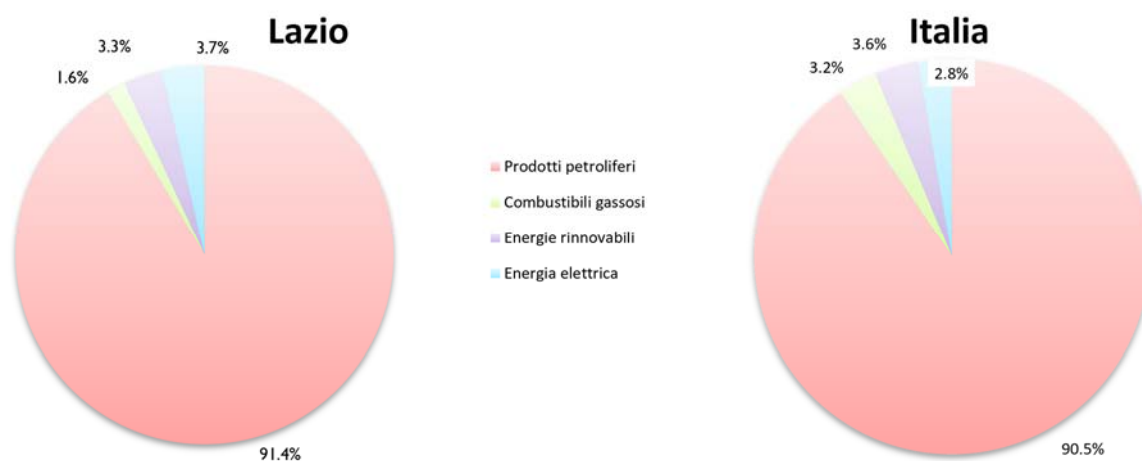
Figura 1.19– Percentuale del consumo energetico finale per fonte nel settore civile, anno 2019



Fonte: EUROSTAT, ENEA

Da rilevare infine nel settore **trasporti** (vedi Figura 1.20) l'incidenza dei prodotti petroliferi nel Lazio pari a 91,4%, superiore di un punto percentuale alla media italiana, mentre l'utilizzo dei combustibili gassosi nel Lazio è inferiore di 1,5 punti percentuali alla media italiana: 1,6% nel Lazio contro 3,2% in Italia nel 2019.

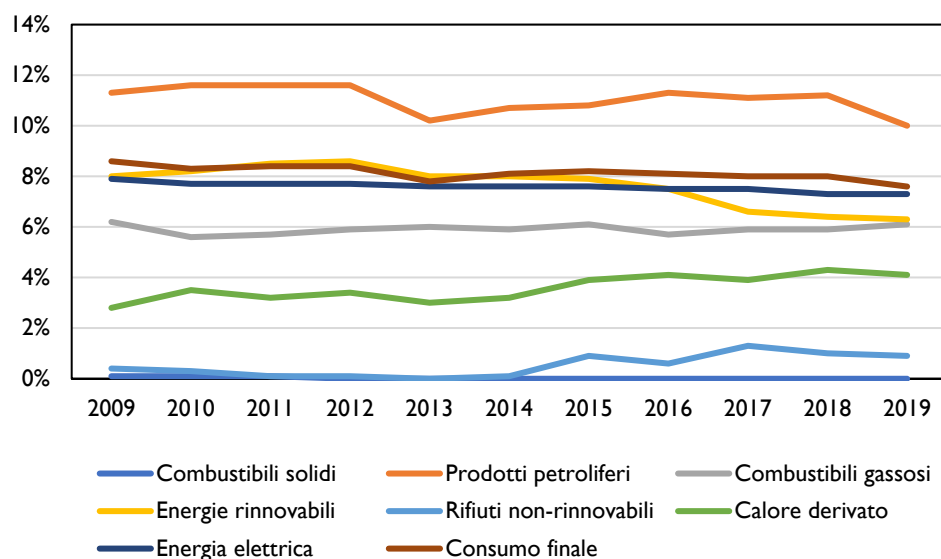
Figura I.20– Consumo energetico finale per fonte nel settore Trasporti (anno 2019)



Fonte: EUROSTAT, ENEA

In termini di contributo del Lazio ai consumi finali nazionali, la seguente Figura I.21 riporta il quadro per fonte. Come si nota dalla figura seguente, nel periodo considerato non si sono registrate particolari variazioni nei consumi delle fonti energetiche, eccezion fatta per i prodotti petroliferi.

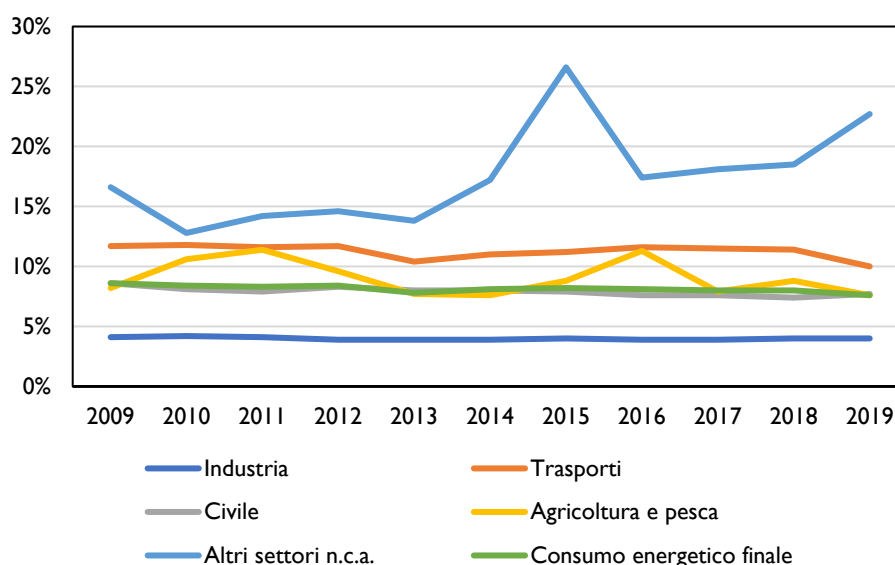
Figura I.21: Contributo del Lazio ai consumi finali nazionali (%) per fonte, anni 2009-2019



Fonte: elaborazione ENEA

Anche a livello settoriale non si registrano particolari fluttuazioni nei consumi energetici finali (figura sottostante), se non per il settore dell'agricoltura e pesca ma a fronte di bassi livelli di consumo.

Figura I.22: Contributo del Lazio ai consumi finali nazionali (%) per fonte, anni 2009-2019



Fonte: EUROSTAT, ENEA

I.3.1.3 Quadro di sintesi: domanda e offerta di energia nel Lazio

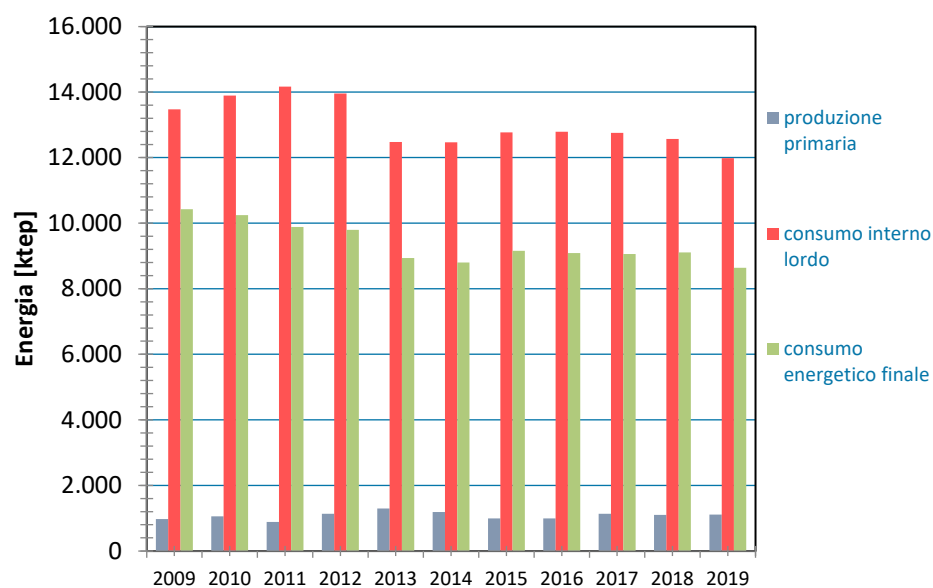
Domanda e offerta di energia nel Lazio per gli anni 2009-2019 sono riportate nella Figura I.23.

La **domanda** di energia finale mostra un decremento continuo dal 2009 al 2014 per poi rimanere praticamente stabile fino al 2019, anno in cui si evidenzia un calo considerevole. L'aumento, nel periodo 2009 – 2012, della differenza tra consumo interno lordo e consumo energetico finale è sostanzialmente imputabile alle crescenti importazioni di carbone utilizzato per la produzione di energia. La differenza tra i due aggregati si attenua nel 2013 a causa della riduzione di importazioni di petrolio (dovuta alla chiusura dell'unica raffineria presente sul territorio) per poi stabilizzarsi nel periodo 2014-2017. Negli ultimi due anni si è osservata una lieve riduzione.

Dal lato dell'**offerta**, si evidenzia la dipendenza energetica del Lazio dalle importazioni: la produzione regionale da fonte di energia primaria²⁷ soddisfa solo marginalmente la domanda (circa il 9%) ed è riconducibile quasi esclusivamente a fonti rinnovabili non essendo presenti nel territorio fonti energetiche fossili.

²⁷ Una **fonte di energia** viene definita **primaria** quando è presente in natura e quindi non deriva dalla trasformazione di nessun'altra forma di energia. Rientrano in questa classificazione sia fonti rinnovabili (quali ad esempio l'energia solare, eolica, idroelettrica, geotermica, l'energia delle biomasse) che fonti esauribili, come i combustibili direttamente utilizzabili (petrolio grezzo, gas naturale, carbone) o l'energia nucleare. Si differenziano dalle fonti di energia secondaria in quanto queste ultime possono essere utilizzate solo a valle di una trasformazione di energia (come la benzina, in seguito a raffinazione chimica, o l'energia elettrica o l'idrogeno).

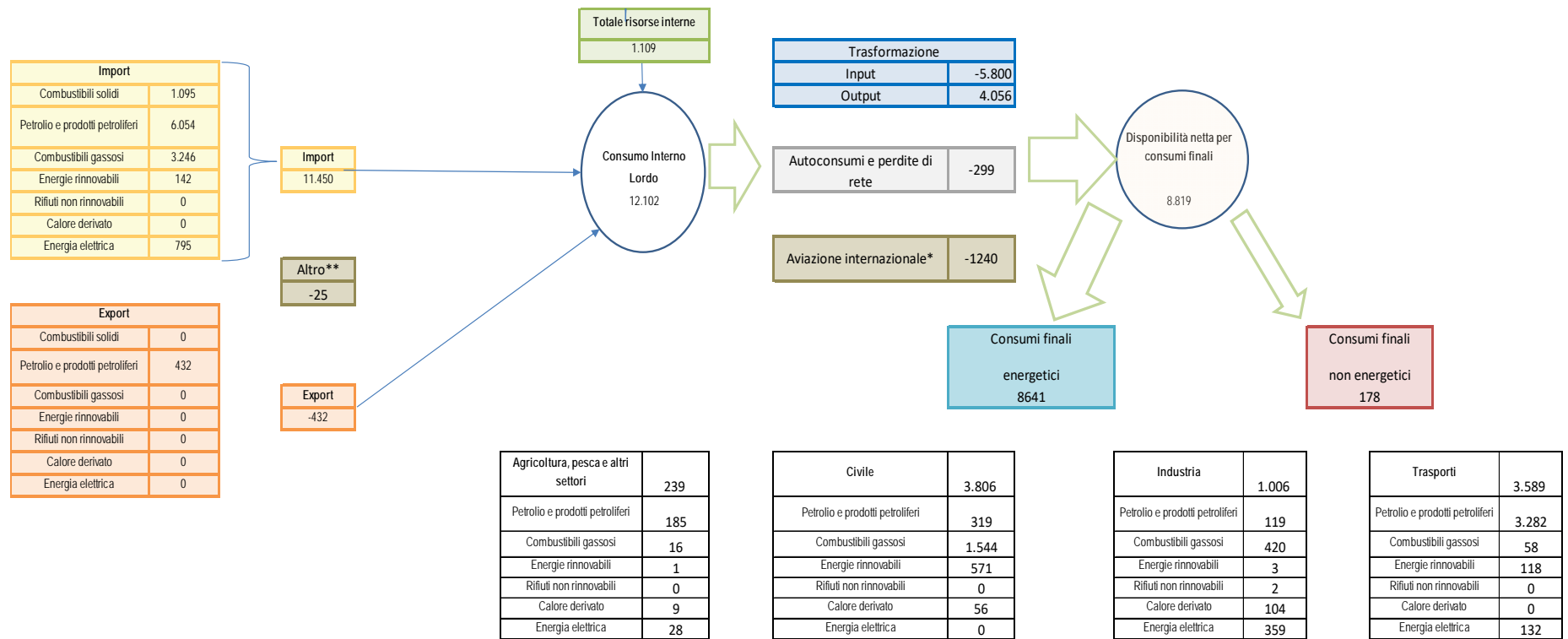
Figura I.23: Domanda e offerta di energia nel Lazio (ktep), anni 2009-2019



Fonte: elaborazione ENEA

Si riporta nella Figura I.24, il Bilancio Energetico Regionale, in sintesi, del Lazio per l'anno 2019 mentre in Allegato I.4 bis sono presenti i Bilanci Energetici Regionali elaborati da ENEA per gli anni 2009-2019.

Figura I.24: Bilancio energetico regionale in sintesi - Lazio 2019



I.3.2 Intensità energetica

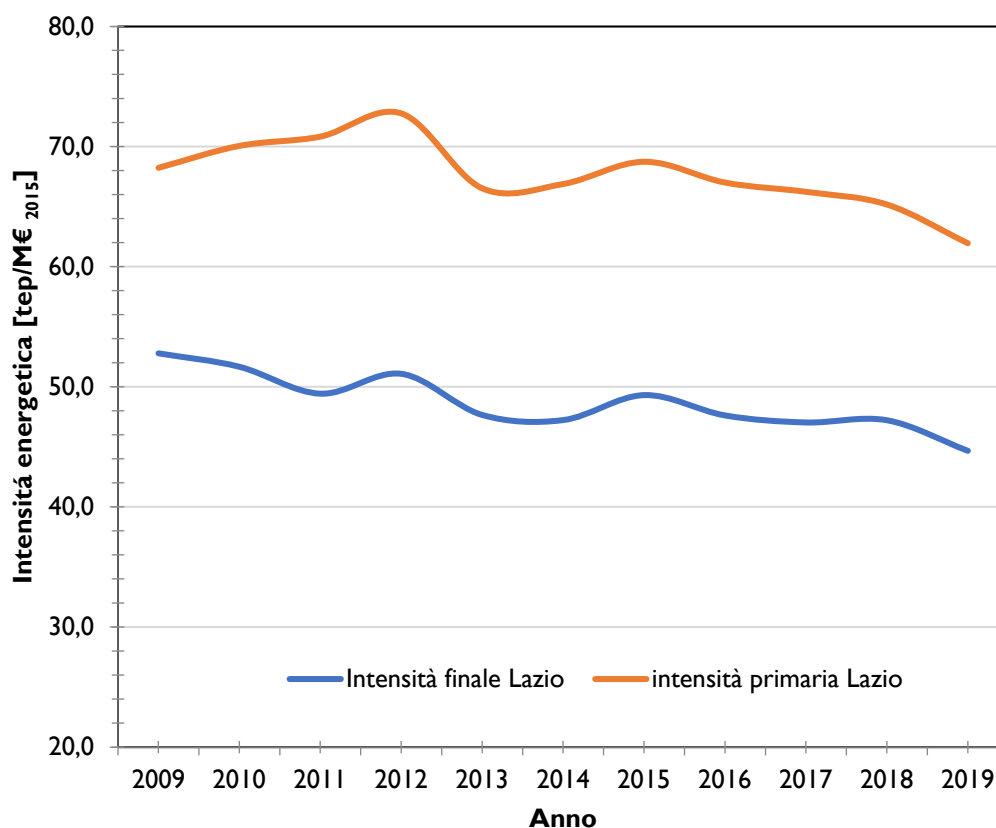
L'intensità energetica, definita dal rapporto tra consumo di energia e il Prodotto Interno Lordo (o il valore aggiunto di settore nell'indicatore settoriale), misura la quantità di energia necessaria per produrre una unità di PIL (o valore aggiunto) e può essere utilizzata per valutare l'efficienza energetica del sistema. Un andamento decrescente del rapporto indica una minore quantità di energia utilizzata per la produzione, valutata in termini monetari. È opportuno precisare che l'andamento dell'intensità energetica è per un determinato territorio funzione nel tempo di variabili legate oltre che all'efficienza energetica anche ai cambiamenti strutturali dell'economia e allo stile di vita della popolazione (utilizzo dei mezzi di trasporto, comfort abitativo, ecc.), particolarmente influenti in periodi di crisi.

Nel 2019, l'intensità energetica primaria²⁸ del Lazio è stata pari a **62,0 tep/M€₂₀₁₅** (vedi Figura I.25), in calo di 4,9% rispetto all'anno precedente. Analizzando l'indicatore nel periodo 2009-2019 si nota che, dopo i primi anni in crescita, ha avuto un andamento tendenzialmente decrescente a partire dal 2012 con l'eccezione del 2015: -14,9% negli anni 2012-2019. Tale andamento sottolinea il peso dei settori della trasformazione nella Regione precedentemente analizzati: richiesta crescente di carbone per la produzione di energia nel periodo 2009 – 2012 e calo dal 2013 causato dal consumo nullo di petrolio a seguito della chiusura della raffineria di Roma (-8,6% tra il 2012 e il 2013).

Contrariamente all'intensità energetica primaria, l'intensità energetica finale ha avuto un andamento decrescente nel periodo 2009-2019 passando da 52,8 tep/M€₂₀₁₅ nel 2009 a 44,7 tep/M€₂₀₁₅ nel 2019; il calo nel periodo 2009-2019 è stato del **15,3%**.

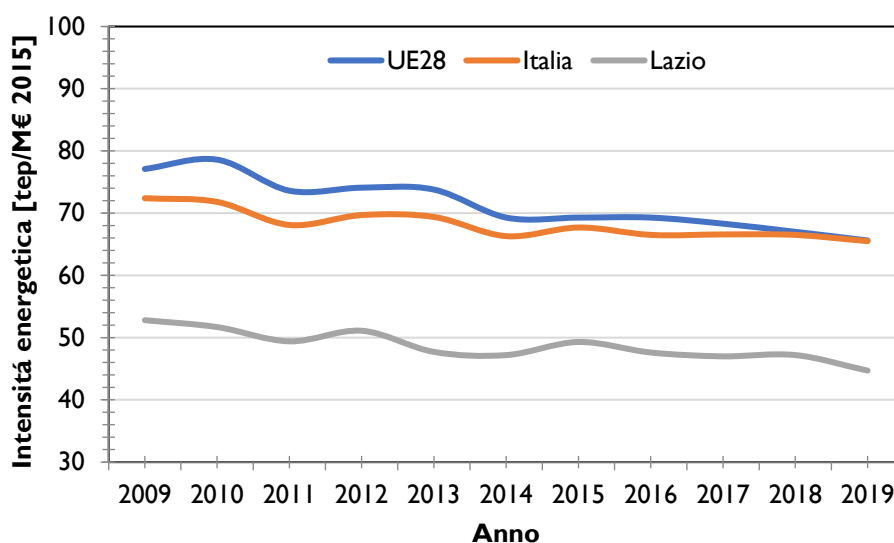
²⁸ Intensità energetica primaria è definita come il rapporto tra il Consumo Interno lordo e il PIL, l'intensità energetica finale è definita come il rapporto tra il consumo energetico finale e il PIL. In particolare, per l'analisi dell'intensità energetica settoriale al denominatore del rapporto è utilizzato il PIL per i settori trasporti e civile ovvero il valore aggiunto per i settori industria e agricoltura e pesca.

Figura I.25: Intensità energetica primaria e intensità energetiche finali (tep/M€ 2015), anni 2009-2019



Fonte: Elaborazione ENEA

Nella Figura I.26 sono riportati i valori dell'intensità energetica finale del Lazio, dell'Italia e dell'Unione Europea a 28 paesi. L'Italia presenta, come anche l'UE, un andamento decrescente dell'intensità energetica finale ma valori inferiori alla media dei paesi dell'UE. Tale andamento è dovuto principalmente alla riduzione dei consumi energetici più rapida rispetto al calo del PIL nei periodi di crisi e ad una crescita dei consumi energetici più contenuta rispetto alla crescita del PIL nei periodi espansivi: nel periodo 2009-2019 il consumo finale italiano è diminuito di 10,1% a fronte di una riduzione del PIL di 2,7%, espresso a valori concatenati con anno di riferimento 2015. Il Lazio ha un andamento dell'intensità energetica simile a quello dell'Italia, e dell'UE, con valori inferiori di circa il 30% rispetto al dato nazionale.

Figura I.26: Intensità energetica finale di Lazio, Italia e Unione Europea (tep/M€₂₀₁₅), anni 2009-2019

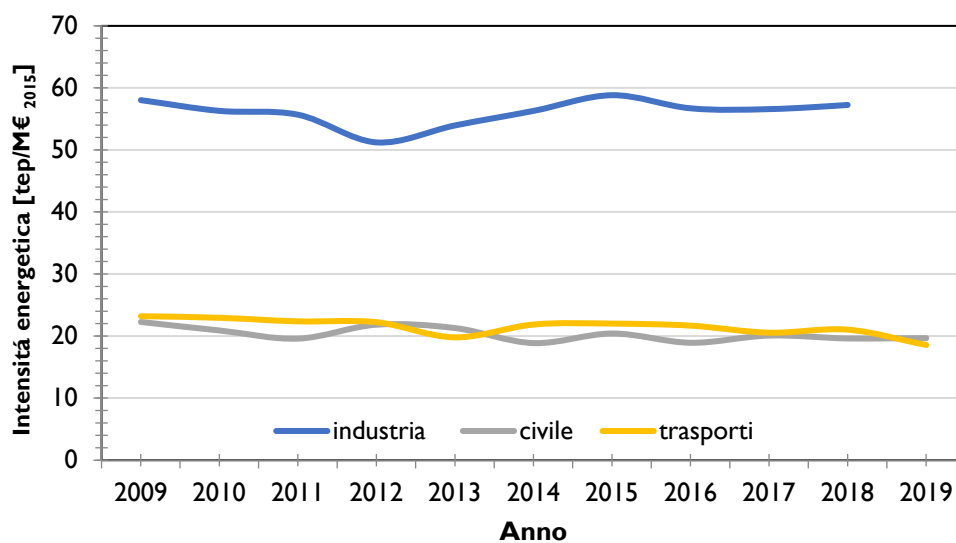
Fonte: Elaborazione ENEA

Come si nota dalla figura I.27 e tabella I.1, le intensità energetiche nel Lazio dei singoli settori mostrano i seguenti andamenti:

- l'Industria, nel rapporto tra consumi finali di energia e valore aggiunto di settore, ha registrato una lieve riduzione dell'intensità energetica di 1,4% nel periodo 2009 – 2018²⁹: ad un calo di 11,7% negli anni 2009-2012 è seguito un periodo di crescita fino al 2015 per poi stabilizzarsi. Nel periodo indicato, i consumi energetici si sono ridotti di 16,3% a fronte di una riduzione di 15,1% del valore aggiunto;
- i trasporti, nel rapporto tra i consumi finali di energia e PIL, hanno evidenziato un andamento decrescente dell'indicatore con picchi negativi nel 2013 e 2019: nel periodo 2009-2019 la riduzione è stata di 19,8%;
- il civile, nel rapporto tra i consumi finali di energia e PIL, ha mostrato un andamento oscillante tendenzialmente decrescente: nel periodo 2009-2019 il calo dell'indicatore è stato di 11,7%;
- l'agricoltura e pesca, nel rapporto tra consumi finali e valore aggiunto di settore, ha registrato un andamento oscillante dell'indicatore con tendenza a decrescere: -18,1% nel periodo 2009-2019 con picchi negativi nel 2013, 2017 e 2019. Nel periodo i consumi energetici sono cresciuti di 4,5% contro un aumento di 8,1% del valore aggiunto.

²⁹ Dato ISTAT relativo al VA industria 2019 non disponibile

Figura I.27: Intensità energetica finale per settore di utilizzo (tep/M€₂₀₁₅), anni 2009-2019 , Lazio



Fonte: Elaborazione ENEA

Tabella I.1: Intensità energetica finale per settore di utilizzo (tep/M€₂₀₁₅), anni 2009-2019

settore	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Variazione
industria	58,03	56,29	55,69	51,22	53,94	56,29	58,82	56,70	56,57	57,24		-1,4%
civile	22,27	20,90	19,59	21,84	21,30	18,88	20,41	18,93	20,09	19,63	19,67	-11,6%
trasporti	23,20	22,96	22,37	22,24	19,80	21,87	22,00	21,69	20,55	21,03	18,55	-20,0
agricoltura e pesca	138,53	165,67	175,22	138,85	111,38	118,57	131,17	168,53	123,06	133,81	113,51	-18,1%

Fonte: Elaborazione ENEA

1.3.3 Il Consumo energetico pro-capite

Il consumo energetico pro-capite è una misura dell'utilizzo dell'energia in rapporto alla popolazione. Come evidenziato per l'intensità energetica, l'andamento di tale indicatore per una determinata popolazione è funzione nel tempo di variabili legate oltre che all'efficienza energetica anche ai cambiamenti strutturali e allo stile di vita, particolarmente influenti in periodi di crisi.

Come si nota dalla tabella 1.2 e figura 1.28, il consumo pro-capite sia primario che finale del Lazio presenta valori inferiori a quelli italiani nel periodo di riferimento. Il consumo **primario** pro-capite ha registrato nel Lazio un andamento crescente fino al 2012, seguito da una forte riduzione nel 2013 (-11,7%) per poi mantenersi sostanzialmente stabile fino al 2019 in cui si è registrato un calo di 4,6%. Nel periodo 2009 – 2019 il consumo primario pro-capite si è ridotto complessivamente nel Lazio del **15,8%** mentre quello italiano del 12%.

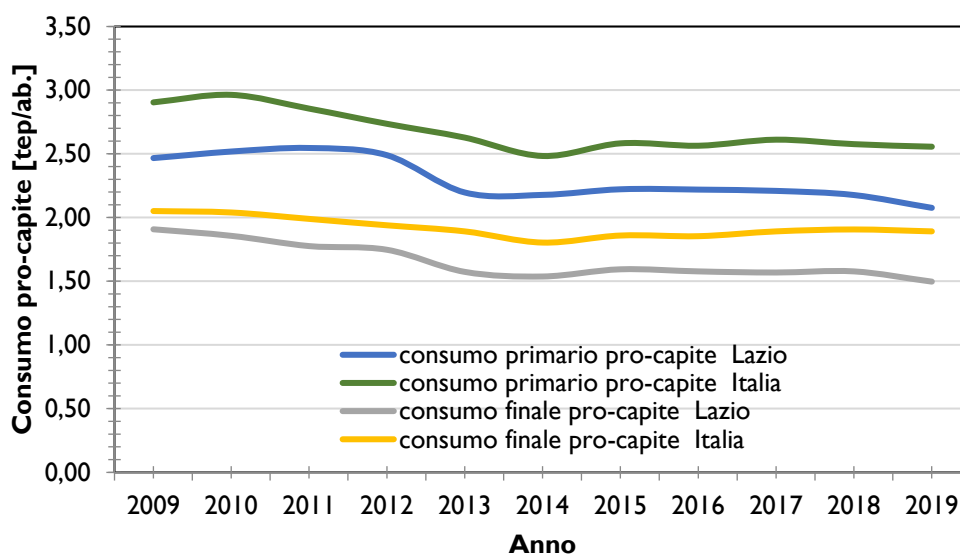
Nel periodo 2009–2019, il consumo **finale** pro-capite del Lazio ha presentato un andamento decrescente fino al 2014 (similmente a quello nazionale); nel 2015 si registra un aumento di entrambi che poi restano pressoché costanti ad eccezione a livello regionale di una nuova diminuzione nel 2019. La variazione complessiva per il Lazio del **21,6%** contro una variazione del 7,8% in Italia.

Tabella 1.2: Confronto Italia – Lazio del consumo primario e finale pro-capite (tep/ab.), anni 2009-2019

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Δ 2019 - 2009
consumo primario pro-capite Lazio	2,47	2,52	2,55	2,49	2,20	2,18	2,22	2,22	2,21	2,18	2,08	-15,8%
Δ Lazio su base annua (%)		2,1	1,1	-2,2	-11,7	-0,9	2,1	-0,1	-0,5	-1,5	-4,6	
consumo primario pro-capite Italia	2,90	2,96	2,86	2,74	2,63	2,48	2,58	2,56	2,61	2,58	2,56	-12,0%
Δ Italia su base annua (%)		2,0	-3,6	-4,2	-4,0	-5,5	4,0	-0,7	1,8	-1,4	-0,7	
Δ Lazio - Italia (%)	-15,1	-15,0	-10,8	-9,0	-16,4	-12,3	-14,0	-13,4	-15,4	-15,5	-18,8	
consumo finale pro-capite Lazio	1,91	1,86	1,78	1,75	1,57	1,54	1,59	1,58	1,57	1,58	1,50	-21,6%
Δ Lazio su base annua (%)		-2,70	-4,34	-1,63	-9,94	-2,29	3,67	-1,05	-0,55	0,53	-5,09	
consumo finale pro-capite Italia	2,05	2,04	1,99	1,94	1,89	1,80	1,86	1,85	1,89	1,91	1,89	-7,8%
Δ Italia su base annua (%)		-0,57	-2,49	-2,51	-2,43	-4,67	3,08	-0,28	2,01	0,82	-0,83	
Δ Lazio - Italia (%)	-6,97	-8,96	-10,69	-9,89	-16,82	-14,75	-14,26	-14,93	-17,06	-17,30	-20,85	

Fonte: EUROSTAT, ENEA

Figura I.28: Confronto Italia (I) – Lazio (L) del consumo primario e finale pro-capite (tep/ab.), anni 2009-2019



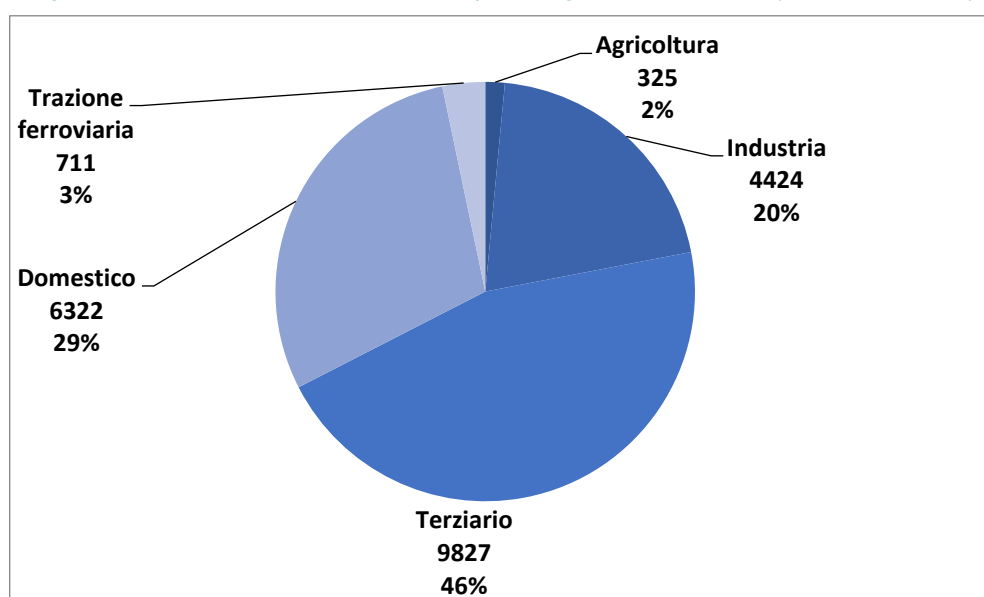
Fonte: EUROSTAT, ENEA

I.3.4. Il bilancio elettrico regionale

Il fabbisogno di energia elettrica del Lazio per l'anno 2019 è stato pari a circa 23.059 GWh (1.993 ktep), registrando un valore sostanzialmente simile all'anno 2018 (23.063,4 GWh). Nell'anno 2019 il consumo elettrico medio per abitante è stato pari a 3.751 kWh registrando un incremento del 2,2% rispetto all'anno precedente.

Come mostrato in Figura I.29, nel 2019 il contributo principale alla domanda elettrica è rappresentato dai consumi elettrici del terziario (46%) e del domestico (29%), seguiti dall'industria (20%), dalla trazione ferroviaria (3%) e dal settore agricolo (2%).

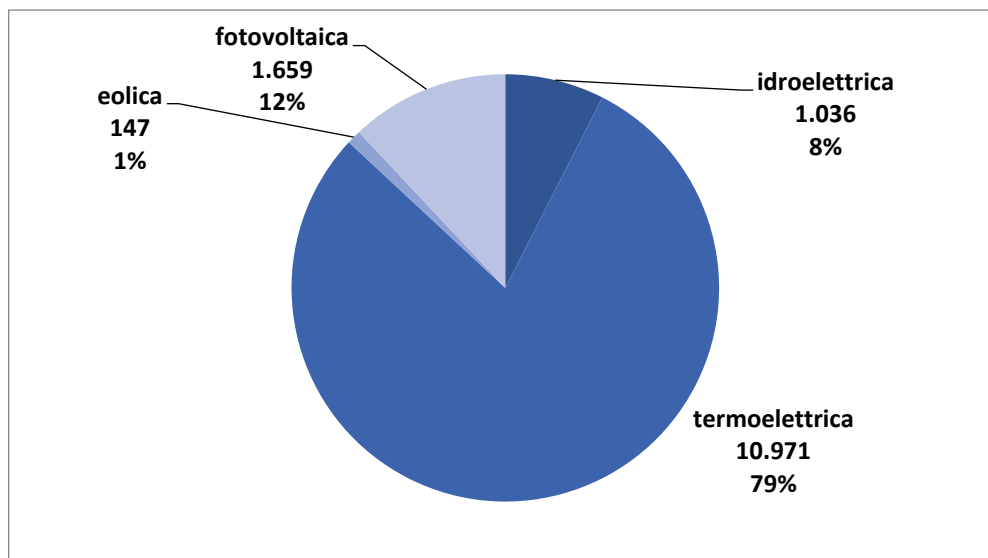
Figura I.29 – Consumi elettrici nel Lazio per categoria di utilizzatori (GWh, anno 2019)



Fonte: Elaborazioni Lazio Innova su dati Terna anno 2019

La produzione elettrica netta regionale nel 2019 (13.813 GWh) registra una riduzione del 23,7% rispetto al valore del 2018 (17.980,1 GWh), con conseguente significativo aumento dell'import elettrico dalle regioni confinanti. Come mostrato nella figura seguente, il Lazio, caratterizzato dall'elevato valore di produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici (79%), registra un forte contributo della produzione da fonti rinnovabili con idroelettrico e fotovoltaico che insieme rappresentano il 20 % della produzione elettrica netta regionale. Il Lazio si conferma deficitario con un import elettrico dalle altre regioni pari a circa 9,25 TWh.

Figura I.30 – Mix produzione elettrica netta nel Lazio (GWh, anno 2019)



Fonte: Elaborazioni Lazio Innova su dati Terna anno 2019

In figura I.31, l'andamento dal 1973 al 2019 della domanda ed offerta di energia elettrica sulla rete Terna nel Lazio. Nel 2019, l'Energia richiesta nel Lazio è stata GWh 23.059,2 con un deficit della produzione (i.e. saldo negativo con le altre regioni), rispetto alla richiesta, pari a -9.246,3 GWh (-40,1%) – vedi Figura I.32.

Figura I.31 – Produzione e richiesta di energia elettrica nel Lazio (TERNA, dati 1973 - 2019)

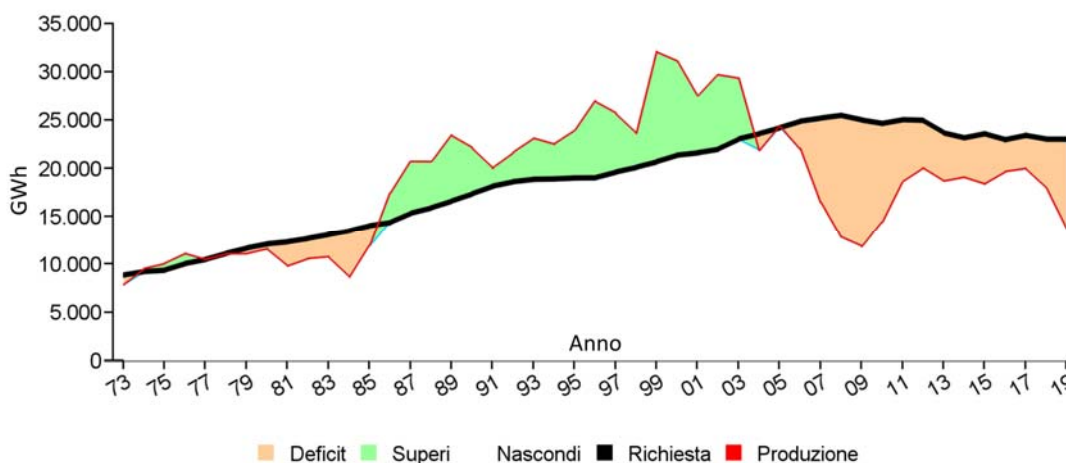
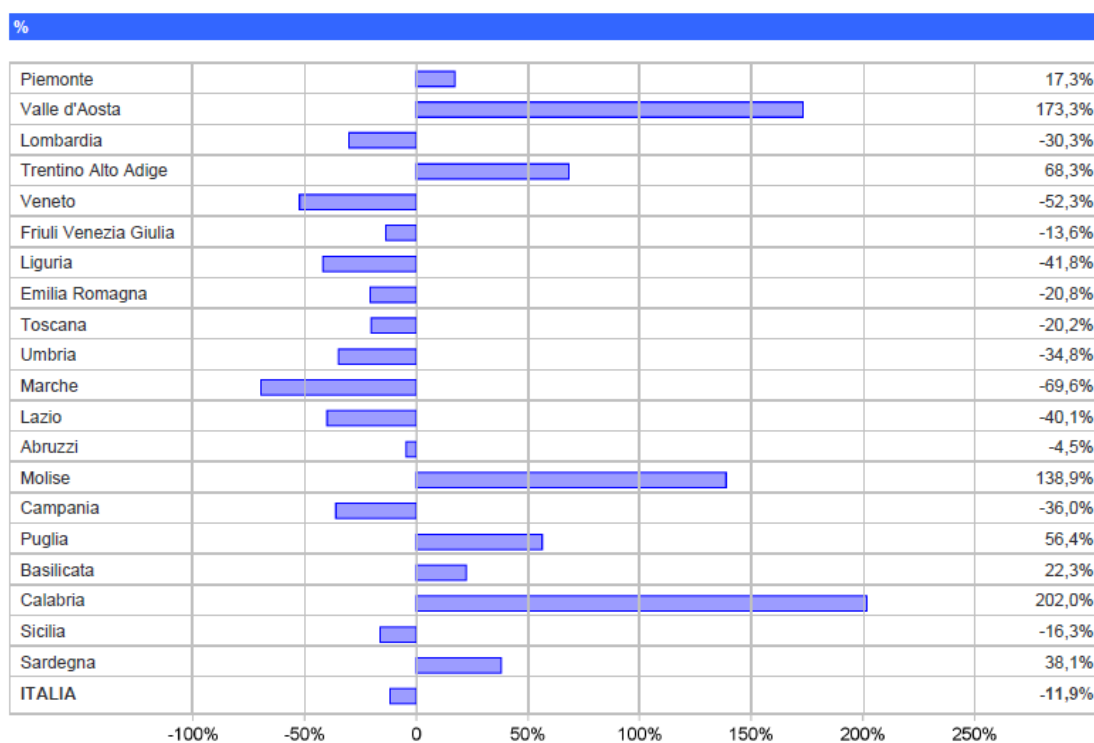


Figura I.32– Superi e deficit della produzione di energia elettrica rispetto alla richiesta: il Lazio a confronto con le altre regioni e con l'Italia (TERNA, dati 2019)



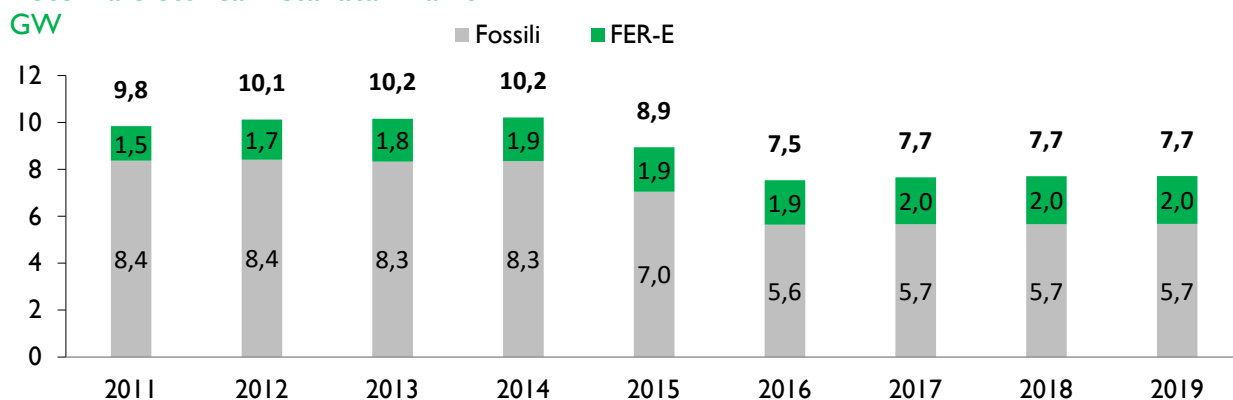
I.3.5. Potenza e produzione elettrica in ambito regionale

La potenza elettrica lorda totale installata nel Lazio (Figura I.33) a fine 2019 è stata pari a circa 7,7 GW; in particolare per gli impianti a fonti rinnovabili si registra, nel periodo considerato, una variazione in aumento del 38,8% (da circa 1,5 GW del 2011 a 2,0 GW del 2019) a fronte di una riduzione del 32% per il parco di generazione da fonti fossili (da 8,37 GW nel 2011 a 5,67 GW nel 2019).

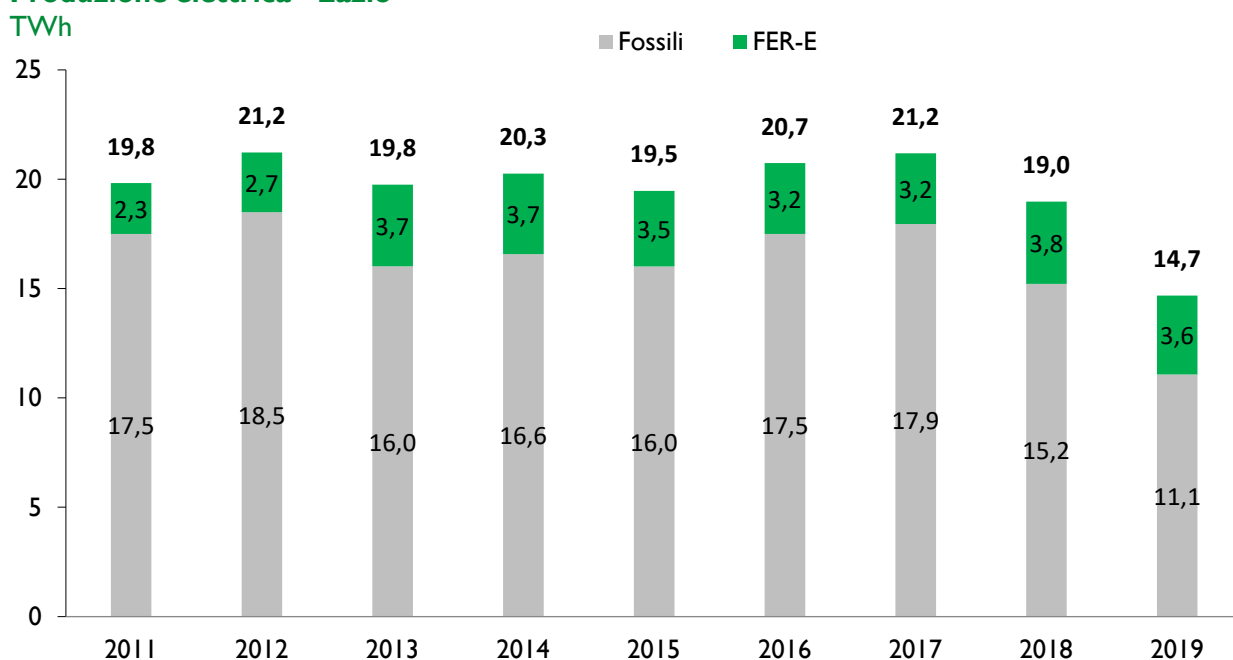
In termini di energia, la produzione elettrica totale lorda nel Lazio (Figura I.33) a fine 2019 raggiunge 14,7 TWh, inferiore del 26,6% al valore del 2011 (19,8 TWh); in particolare quella da fonte fossile ha registrato una riduzione del 37% rispetto al valore del 2011 a fronte del valore delle fonti rinnovabili che hanno registrato nel periodo un incremento significativo del **55%** (da circa 2.325 GWh a 3.611 GWh).

Figura I.33 - Potenza elettrica lorda installata (GW) e produzione elettrica lorda (TWh) nel Lazio, anni 2011-2019

Potenza elettrica Installata - Lazio



Produzione elettrica - Lazio



Fonte: GSE

Nel 2019 la quota relativa alle FER-E (3.611 GWh) è stata pari al **25%** della produzione elettrica lorda totale nel Lazio (14.678 GWh).

La seguente tabella riporta per il periodo 2011-2019 il dettaglio dei principali dati a consuntivo degli impianti di produzione di energia elettrica da FER e fossili operanti nel Lazio³⁰.

³⁰ Dati Statistici Terna 2007-12 www.terna.it, Rapporti Statistici Impianti a Fonti Rinnovabili 2008-12 www.gse.it.

Tabella 1.3 Impianti e produzione di energia elettrica nel Lazio per fonte, anni 2011-2014

	2019				2018			
	n°	MW	GWh	ktep	n°	MW	GWh	ktep
Idraulica	100,0	411,2	1.048,2	90,1	100,0	411,2	1.313,4	112,9
Eolica	68,0	71,3	147,4	12,7	70,0	71,3	115,9	10,0
Solare	58.775,0	1.385,3	1.692,3	145,5	54.296,0	1.352,6	1.619,2	139,2
Geotermica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bioenergie	120,0	172,6	722,6	62,1	122,0	208,2	716,0	61,6
Totale FER	59.063,0	2.040,4	3.610,5	310,4	54.588,0	2.043,4	3.764,4	323,7
Totale (fossili)	138,0	5.669,4	11.067,8	951,7	125,0	5.660,5	15.212,1	1.308,0
Totale (FER+ fossili)	59.201,0	7.709,8	14.678,3	1.262,1	54.713,0	7.703,9	18.976,5	1.631,7

	2015				2014			
	n°	MW	GWh	ktep	n°	MW	GWh	ktep
Idraulica	82,0	408,4	1.041,6	89,6	78	408	1.316,9	113,25
Eolica	38,0	51,8	98,1	8,4	24	51,2	87,1	7,49
Solare	43.196,0	1.222,5	1.622,8	139,5	39.897	1.202,80	1.572,2	135,21
Geotermica	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0,00
Bioenergie	104,0	217,8	697,7	60,0	95	203,2	704,3	60,6
Totale FER	43.420,0	1.900,6	3.460,1	297,5	40.094	1.865,2	3.680,5	316,5
Totale (fossili)	88,0	7.041,3	16.006,9	1.376,3	81	8.344,9	16.575,8	1.425,5
Totale (FER+ fossili)	43.508,0	8.941,9	19.467,0	1.673,9	40.175	10.210,1	20.256,3	1742,0

	2013				2012			
	n°	MW	GWh	ktep	n°	MW	GWh	ktep
Idraulica	75,0	403,4	1.479,8	127,3	73,0	402,0	736,8	63,4
Eolica	19,0	51,1	88,9	7,7	12,0	51,0	97,3	8,4
Solare	35.074,0	1.171,0	1.529,5	131,5	26.711,0	1.068,0	1.373,2	118,1
Geotermica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bioenergie	93,0	201,2	637,8	54,9	75,0	189,0	528,8	45,5
Totale FER	35.261,0	1.826,7	3.736,0	321,3	26.871,0	1.710,0	2.736,1	235,3
Totale (fossili)	62,0	8.326,6	16.014,0	1.377,2	53,0	8.409,8	18.487,4	1.589,9
Totale (FER+ fossili)	35.323,0	10.153,3	19.750,0	1.698,5	26.924,0	10.119,8	21.223,5	1.825,2

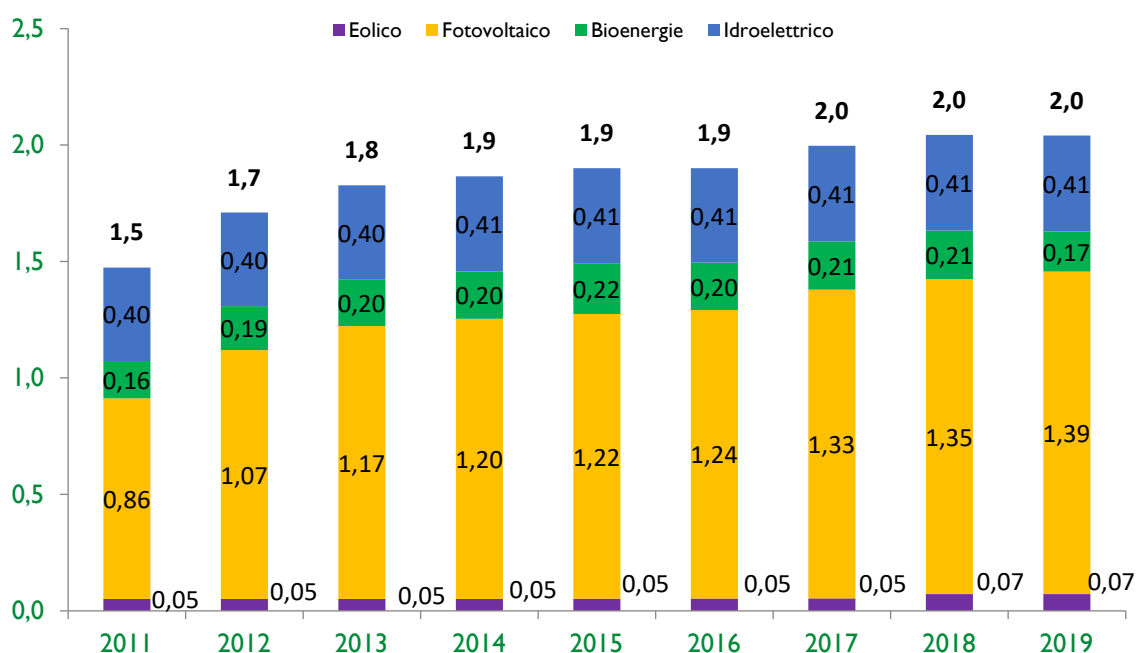
	2011			
	n°	MW	GWh	ktep
Idraulica	73,0	401,3	949,8	81,7
Eolica	12,0	51,0	22,4	1,9
Solare	17.954,0	861,3	806,9	69,4
Geotermica	0,0	0,0	0,0	0,0
Bioenergie	41,0	160,2	546,4	47,0
Totale FER	18.080,0	1.473,8	2.325,5	200,0
Totale (fossili)	53,0	8.367,9	17.493,6	1.504,4
Totale (FER+ fossili)	18.133,0	9.841,7	19.819,1	1.704,4

Fonte: GSE

In termini di **analisi per fonte energetica rinnovabile**, nella Figura 1.34 sono riportate rispettivamente la potenza e la produzione elettrica lorda degli impianti da fonte idraulica, eolica, solare e bioenergie³¹. Al 2019 si contano circa 1.385 MW di solare fotovoltaico installato, da cui una produzione annuale che raggiunge circa 1.692 GWh. Si nota che per le bioenergie la produzione per MW installato è nettamente superiore rispetto a quella degli impianti eolici e fotovoltaici, avendo questi ultime disponibilità di impianto ovvero ore di funzionamento annue estremamente più ridotte. Si rileva infine nel periodo 2011 al 2019 un andamento altalenante della produzione idroelettrica dovuta alla volatilità nel periodo delle condizioni climatiche di piovosità e di disponibilità degli impianti.

Figura 1.34- Potenza elettrica lorda installata (GW) e produzione elettrica lorda (GWh) da FER nel Lazio, anni 2011-2019

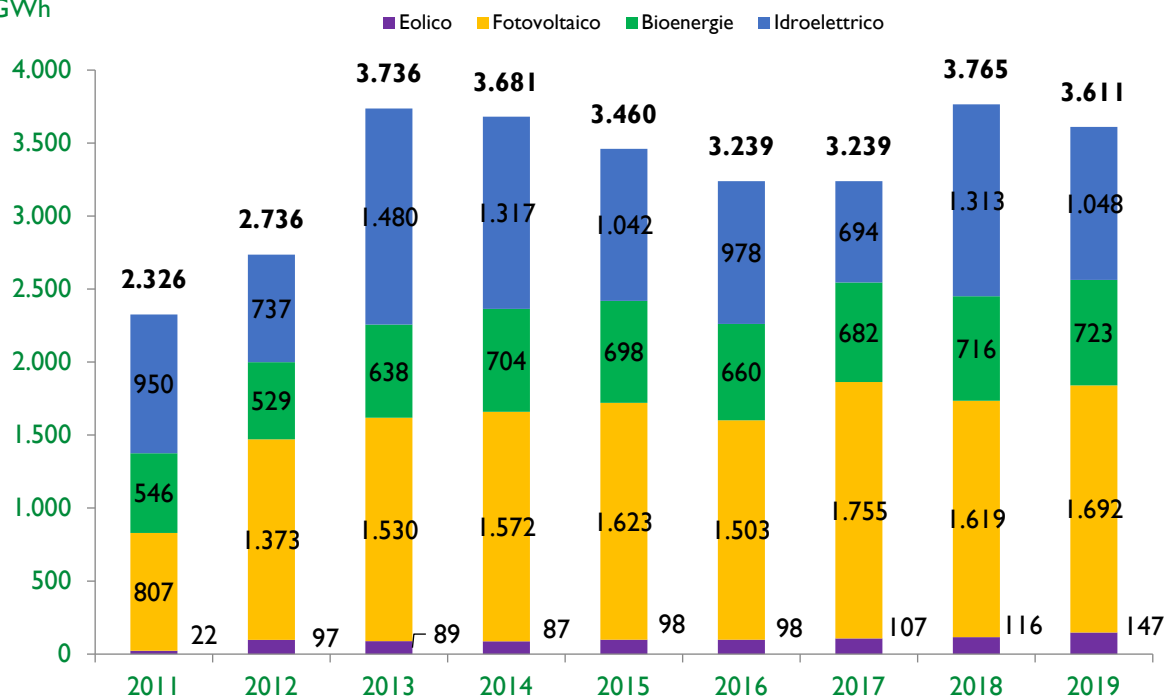
Potenza elettrica installata impianti FER-E - Lazio GW



³¹ Per il dettaglio relativo alle bioenergie si veda il successivo § 1.3.5.1

Produzione elettrica FER-E per fonte - Lazio

GWh



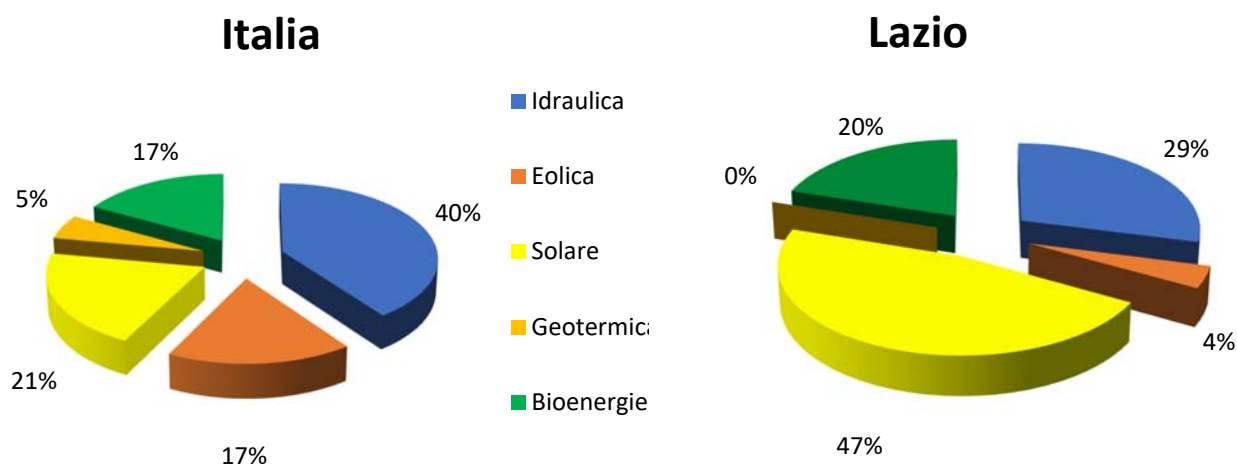
Fonte: GSE

Si riporta in Allegato I.5 l'elenco degli impianti FER-E nel Lazio (qualifica IAFR e DM 06.07.12).

Rispetto al mix osservato a livello nazionale per la generazione elettrica, il Lazio si caratterizza, come mostrato in Figura I.35 per:

- un contributo del fotovoltaico più che doppio rispetto all'Italia,
- una diffusione molto ridotta dell'eolico
- un peso inferiore dell'idroelettrico
- assenza di produzione elettrica da fonte geotermica

Figura I.35: – Produzione elettrica da FER-E in Italia e nel Lazio per fonte (%), anno 2019



Fonte: Elaborazione Lazio innova su dati GSE GSE

La quota di fonti rinnovabili elettriche (FER-E) in rapporto al Consumo Finale Lordo di elettricità appare in forte crescita nel Lazio, con un valore quasi triplicato nell'arco di un decennio (tabella sottostante). Nel 2005 il Lazio partiva da un forte gap rispetto all'Italia, con una quota delle FER-E pari a meno di un terzo di quella nazionale. Tale differenza si è ridotta meno della metà nel 2014 e poi si è stabilizzata.

Tabella I.4– Quota di FER-E sui CFL-E, %

Anno	Lazio	ITALIA	Anno	Lazio	ITALIA
2005	5,3	16,3	2013	13,4	31,3
2006	5,2	15,9	2014	14,2	33,4
2007	5,0	16,0	2015	14,2	34,5
2008	5,2	16,6	2016	13,8	35,1
2009	5,1	18,8	2017	14,7	35,2
2010	6,1	20,1	2018	14,9	35,1
2011	9,4	23,5	2019	15,5	36,1
2012	11,5	27,4			

Fonte: Elaborazione Lazio innova su dati GSE

Dall’analisi dei dati riportati da Terna nel Rapporto statistico “L’elettricità nelle Regioni”³² e dal GSE in “Atlaimpianti” (Atlante Geografico delle Rinnovabili)³³ si ricavano le informazioni riguardo la potenza installata per fonte FER e per provincia, riportate nelle tabelle seguenti.

Tabella 1.5 Potenza nominale rinnovabile installata al 2020 per fonte e per provincia. Elaborazione ENEA su dati GSE

Potenza nominale (kW)	Fonte rinnovabile				
	Provincia	Bioenergie	Eolica	Idraulica	Solare
Frosinone	86028	7800	63869,5	162145,65	319843,15
Latina	20818	9,66	879,3	247353,01	269059,97
Rieti	4669		89366	25440,99	119475,99
Roma	34949	33	38320,5	438110,12	511412,62
Viterbo	8503	64059	24463	357256,64	454281,64
Totale	154967	71901,66	216898,3	1230306,4	1674073,37

Tabella 1.6 Numero di impianti FER installati al 2020 per fonte e per provincia. Elaborazione ENEA su dati GSE

Numero di impianti	Fonte rinnovabile				
	Provincia	Bioenergie	Eolica	Idraulica	Solare
Frosinone	14	2	26	5843	5885
Latina	29	3	6	8525	8563
Rieti	9		20	2826	2855
Roma	36	6	12	34794	34848
Viterbo	11	38	11	6484	6544
Totale	99	49	75	58472	58695

³² <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>

³³ https://atla.gse.it/atlaimpianti/project/Atlaimpianti_Internet.html

1.3.5.1 Produzione da biomasse (solide, bioliquidi e biogas) nel Lazio

La produzione di energia elettrica da biomasse³⁴ deriva in genere dall'impiego di varie matrici e secondo vari processi. Le bioenergie raggruppano pertanto tutta una serie di “filieri”: la normativa e le statistiche associate tendono a differenziarle secondo la forma (solide, liquide e gassose) ovvero secondo i processi di trasformazione impiegate (biogas): vi rientrano pertanto gli impianti di produzione di energia da biomasse (rifiuti urbani biodegradabili e altre biomasse), biogas e bioliquidi.

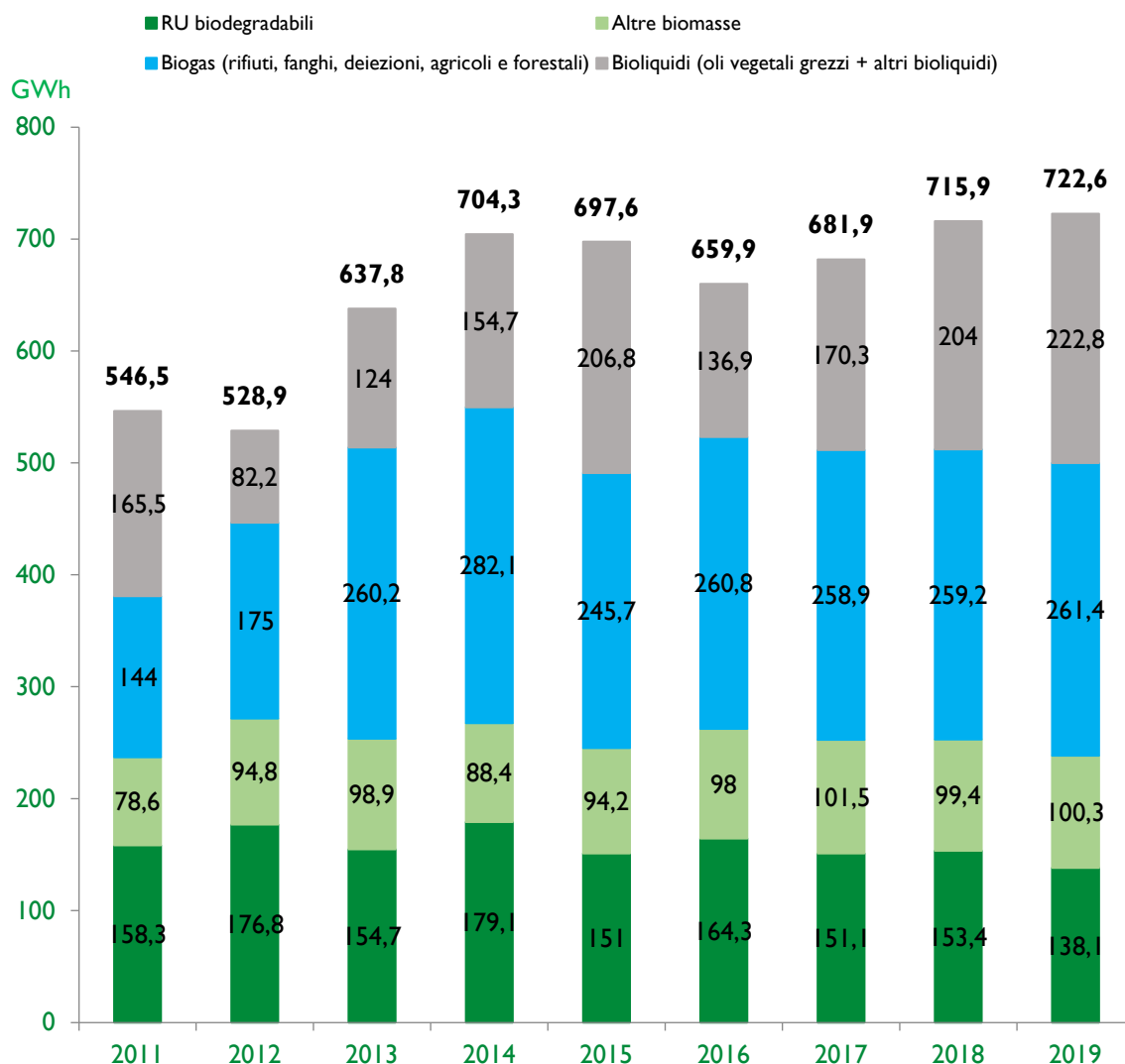
Mutuando la disarticolazione presente sulle statistiche degli impianti a fonti rinnovabili edito dal GSE, tutto il settore delle bioenergie è disarticolato nei seguenti settori:

1. biomasse da frazione organica rifiuti;
2. altre biomasse;
3. bioliquidi (comprendendo tutti gli oli vegetali grezzi ed altri bioliquidi);
4. biogas (comprendendo il biogas da fermentazione biologica e da discarica derivanti da rifiuti, fanghi, deiezioni animali, residue e biomasse agricole e forestali).

Al 2019 sono presenti sul territorio regionale circa 120 impianti a bioenergie, per una potenza lorda installata pari a circa 172,6 MW ed una produzione elettrica lorda pari a 722,64 GWh (Figura 1.36). Come si evince dalla figura seguente la tendenza è stata in crescita fino al 2014 per poi stabilizzarsi, considerando che nel 2011 il numero degli impianti in esercizio assommava a 41 unità, per una potenza lorda installata pari a circa 160 MW ed una produzione elettrica lorda pari a 546 GWh. Nel dettaglio, l'aumento di produzione osservato è legato principalmente alla realizzazione di impianti a biogas, con una produzione pressoché raddoppiata dal 2011 al 2014 (passata da 144 a 282 GWh) per poi ridursi lievemente al 2019 con 261,4 GWh.

³⁴ Le biomasse sono definite come la *Frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani* (Decreto Legislativo 28/2011).

Figura I. 36 - Produzione elettrica lorda (GWh) da Bioenergie - Lazio, anni 2011-19



Fonte Fonte: Elaborazione Lazio innova su dati GSE

Un dettaglio maggiore sulla localizzazione, tipologia e potenza degli impianti a bioenergie derivata dai Rapporti Statistici³⁵ editi dal GSE è consultabile, in sintesi, nell'Allegato I.5.

I.3.6 Centrali termoelettriche e impianti di termovalorizzazione

La tabella seguente riporta la dislocazione sul territorio regionale delle principali centrali termoelettriche, per una potenza complessiva installata di circa 8.000 MW.

³⁵ Incentivazione delle fonti rinnovabili Rapporto Statistico WWW.GSE.IT

Tabella 1.7 Potenza (MW) delle principali centrali termoelettriche del Lazio

Centrale	Potenza (MW)	Comune	Prov.
Aprilia	770	Aprilia	LT
Centrale di Cassino	106	Piedimonte San Germano	FR
Torrevaldaliga Nord ³⁶	1.980	Civitavecchia	RM
Torrevaldaliga Sud	1.520	Civitavecchia	RM
Centrale Alessandro Volta (fuori esercizio)	3.600	Montalto di Castro	VT
Totale potenza installata	7.976		

La tabella seguente riporta l'elenco dei principali impianti di termovalorizzazione presenti sul territorio.

Tabella 1.8 Quantitativi di rifiuti (t/anno) trattati dai principali impianti di termovalorizzazione del Lazio

Località	Comune	Provincia	Quantitativi (t/anno)
Colle Sughero	Colleferro	RM	* In riconversione
Colle Sughero	Colleferro	RM	* In riconversione
Via Valle Porchio	S. Vittore del Lazio	FR	** 400.000
Malagrotta	Roma	RM	***91.000

(*) Con la DGR n. 614 del 26 ottobre 2018 sono state date indicazioni per la riconversione in altra tipologia impiantistica, conforme ai principi dell'economia circolare

** Fonte Allegato alla DGR 49 del 31/01/2019_Linee_strategiche

(***) autorizzato, non in funzione ed oggetto di richiesta di variante (Fonte: Regione Lazio - Deliberazione di Giunta Regionale Lazio 24 aprile 2016, n. 199).

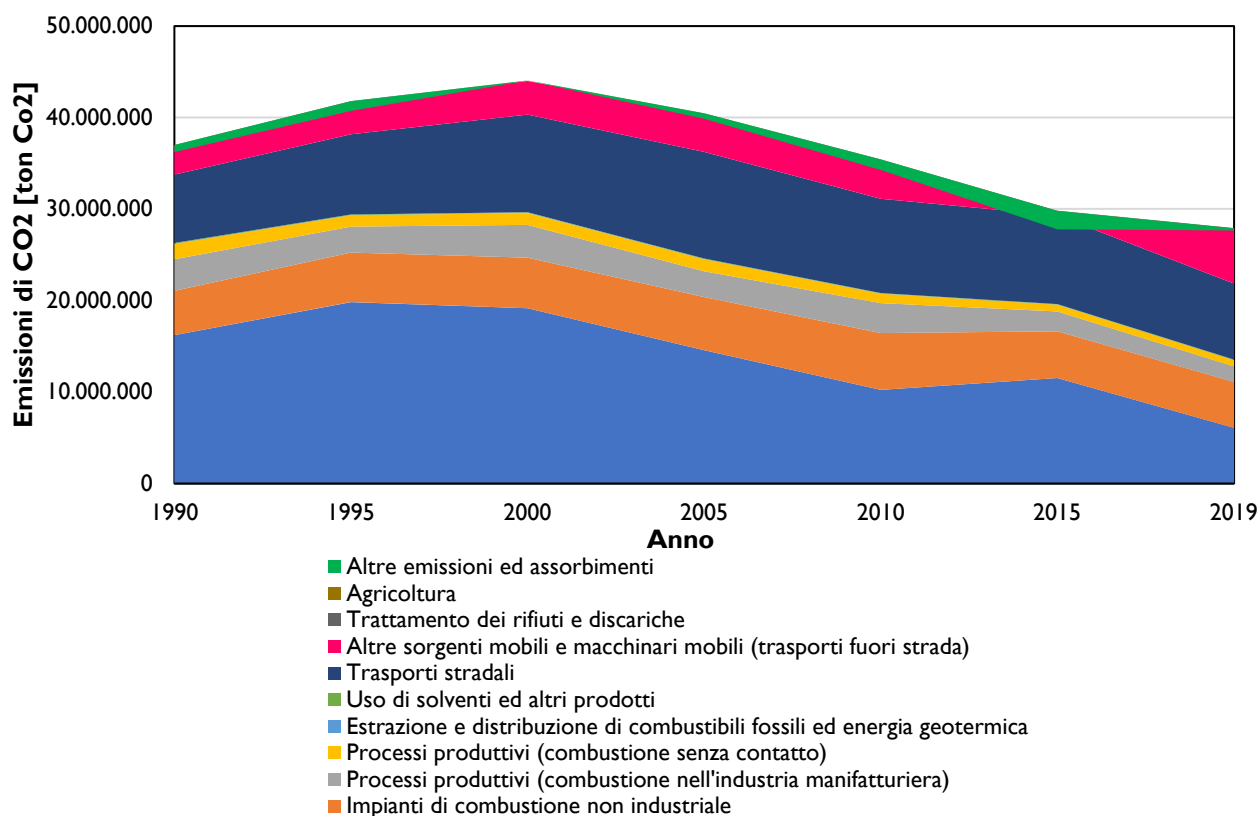
³⁶ Si evidenzia che

- la Centrale di Torrevaldaliga Nord è attualmente esercita a carbone con una potenza termica totale pari a 4.260 MWt, una potenza elettrica lorda di 1.980 MWe (660 MWe per unità).
- l'operatore elettrico ha depositato il 16 maggio 2019 istanza per la verifica di assoggettabilità a VIA al Ministero dell'Ambiente.
- il nuovo progetto prevede il riutilizzo del sito e la costruzione nell'area di impianto di un ciclo combinato in configurazione due su uno, vale a dire 2 turbine a gas e relative caldaie a recupero (GVR) che si collegano a una sola turbina a vapore, taglia massima complessiva di circa 1.680 MWe.
- l'intervento prevede tre fasi di realizzazione, le prime due prevedono l'installazione delle unità a ciclo aperto (solo turbina a gas) la terza fase prevede il completamento del ciclo combinato.
- il progetto prevede che le unità esistenti a carbone saranno poste fuori servizio prima dell'entrata in esercizio del primo OCGT (*open cycle gas turbine*)
- il proponente indica che il nuovo progetto di costruzione consentirà di ottenere i seguenti risultati:
 - o ridurre la potenza termica a circa 2.700 MWt, a fronte di una potenza termica ad oggi installata di 4.260 MWt;
 - o diminuire la potenza elettrica di produzione (1.680 MWe contro i 2.640 MWe attuali), raggiungendo un rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 44,7% e
 - o riducendo contestualmente le emissioni di CO2 di oltre il 62%;
- il Ministero dell'Ambiente con determinazione direttoriale n. 456 del 30/12/2019, visto il Parere della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS n. 3234 del 20 dicembre 2019, **ha determinato l'assoggettamento alla procedura di valutazione dell'impatto ambientale** del progetto "Centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord di Civitavecchia (RM) - sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuova unità a gas"

I.3.7 Emissioni di CO₂

La figura sottostante riporta i valori assoluti delle emissioni di CO₂ del Lazio dal 1990 al 2019, suddivise per settore³⁷.

Figura I. 37 - Andamento delle emissioni di CO₂ nel Lazio (tonnellate), periodo 1990-2019

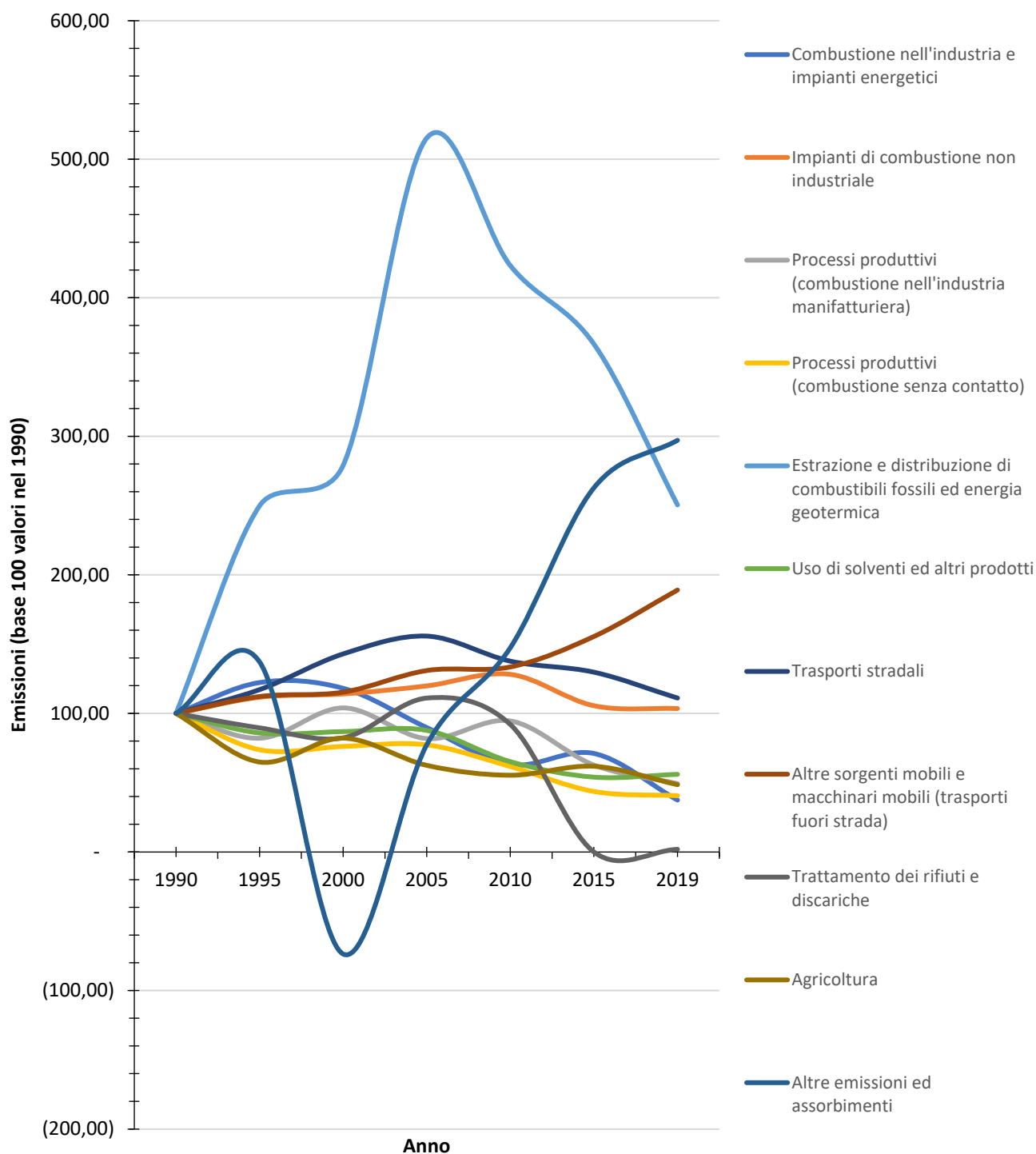


Fonte: ISPRA

Le due figure seguenti (Figura I.38 e Figura I.39) mostrano graficamente l'andamento delle emissioni per settore e la composizione, nell'anno iniziale e finale del periodo osservato. E' da evidenziare la sostanziale crescita delle emissioni nei trasporti stradali dal 21% (1990) al **32%** (2019) e nei trasporti fuori strada dal 9% (1990) al 24% (2019) a fronte di una sensibile riduzione dell'emissioni dovute alla combustione nell'industria e impianti energetici dal 45% (1990) al **24%** (2019).

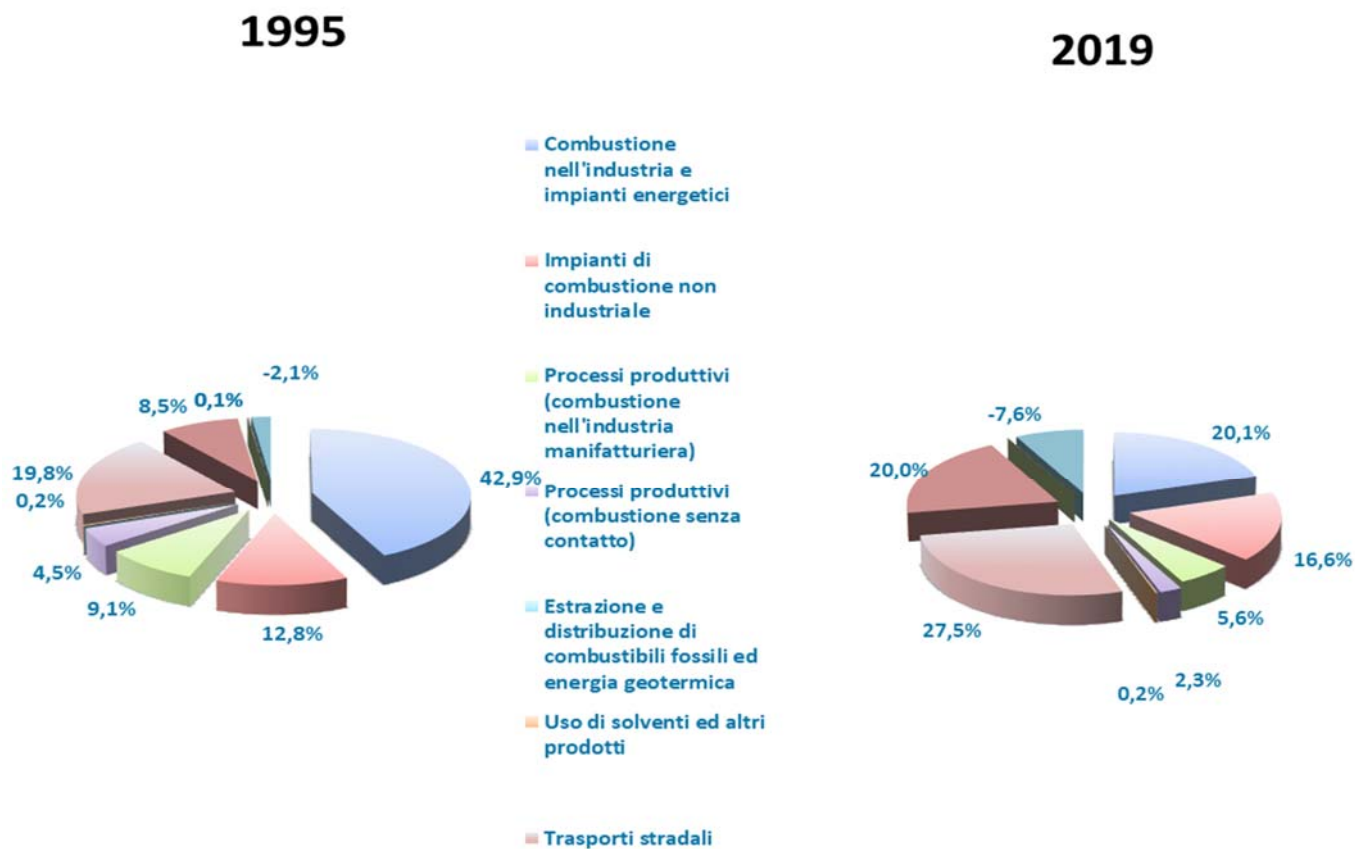
³⁷ I dati sono disponibili al seguente link <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventario/disaggregazione-dellinventario-nazionale-2010/disaggregazione-dell2019inventario-nazionale-2013-versione-completa/view>.

Figura I.38- Andamento delle emissioni di CO₂ nel Lazio (base 100 valori 1990)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ISPRA

Figura I.39: Composizione delle emissioni di CO₂ nel Lazio (%), anni 1990 e 2019



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ISPRA

Si riportano nel seguito (Figura I.40-I.44 e Tabella I.9) i dettagli delle emissioni di CO₂ delle province laziali sul totale regionale (valori in tonnellate e composizione percentuale).

Figura I.40: Composizione delle emissioni di CO₂ nella provincia di Frosinone negli anni 1990 e 2019

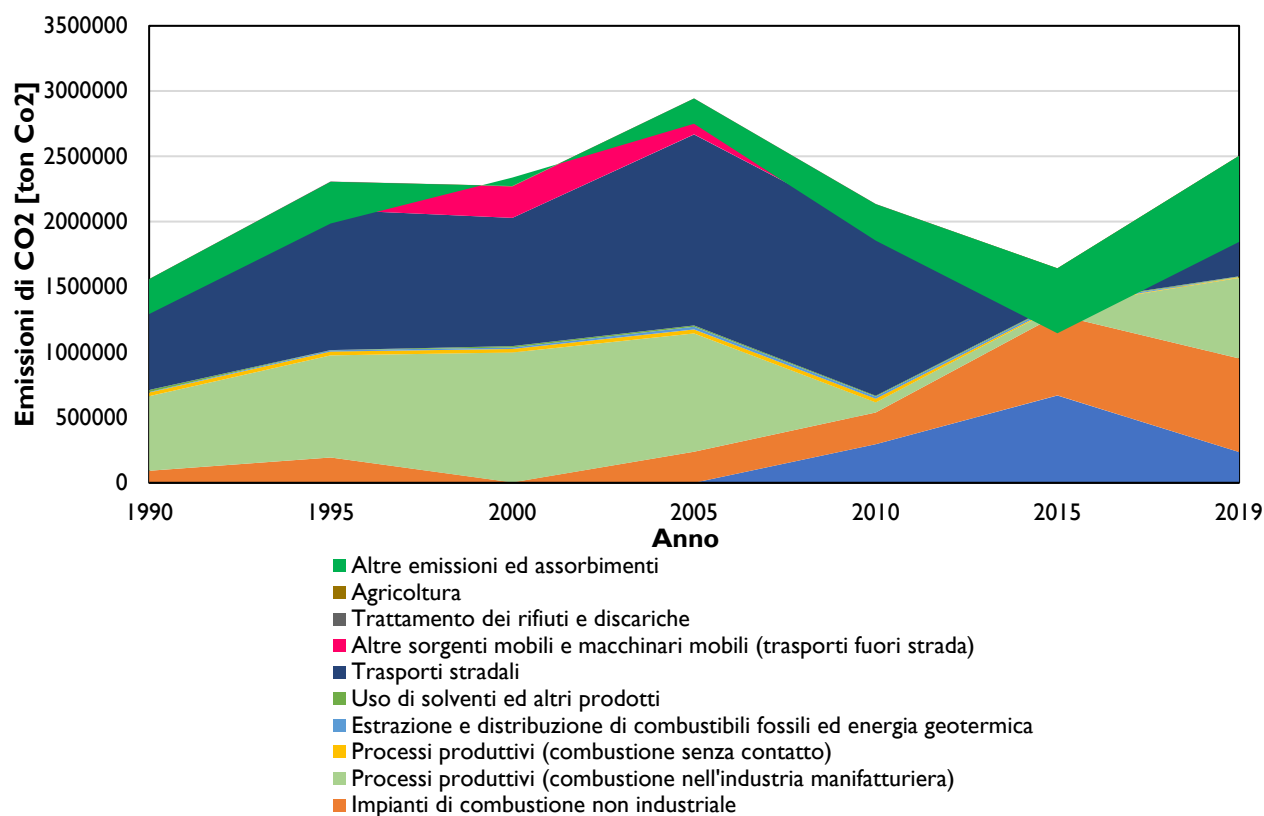


Figura I.41: Composizione delle emissioni di CO₂ nella provincia di Latina negli anni 1990 e 2019

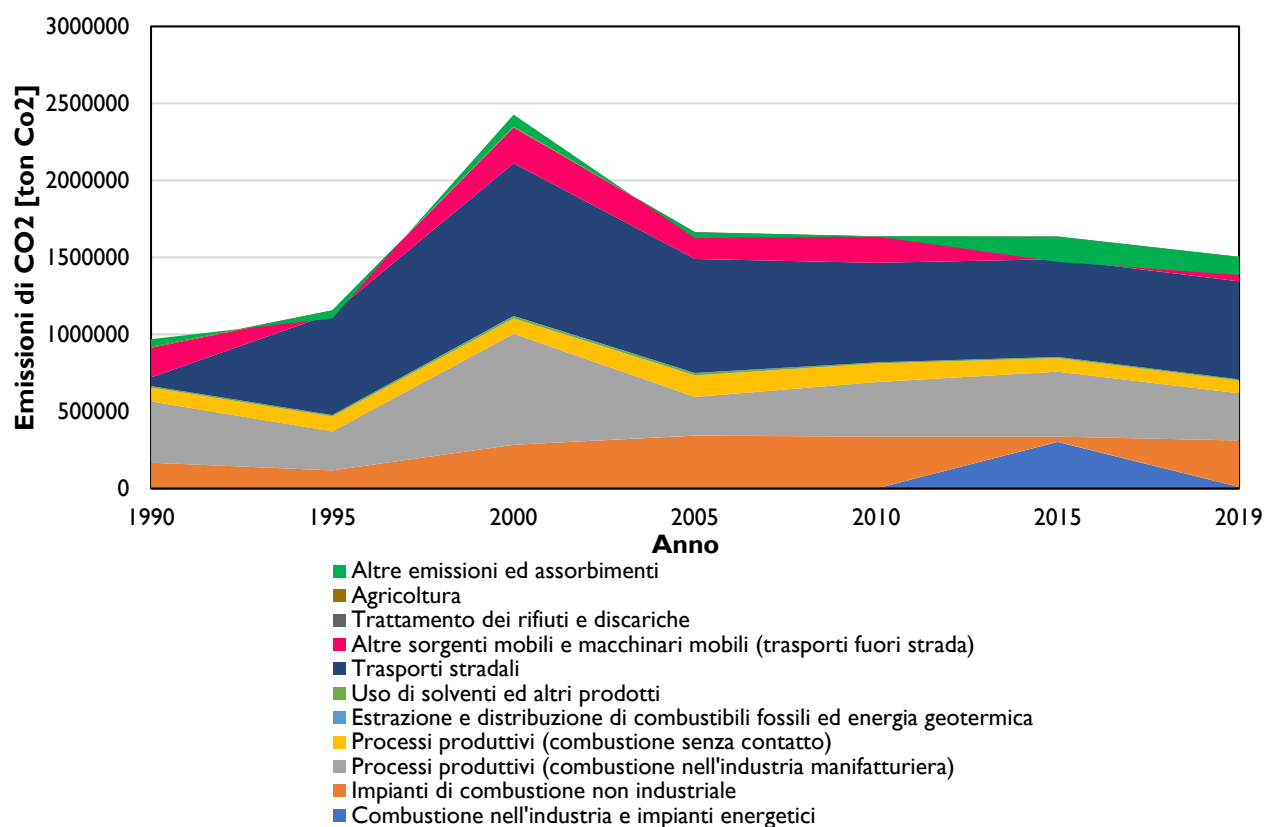


Figura I.42: Composizione delle emissioni di CO₂ nella provincia di Rieti negli anni 1990 e 2019

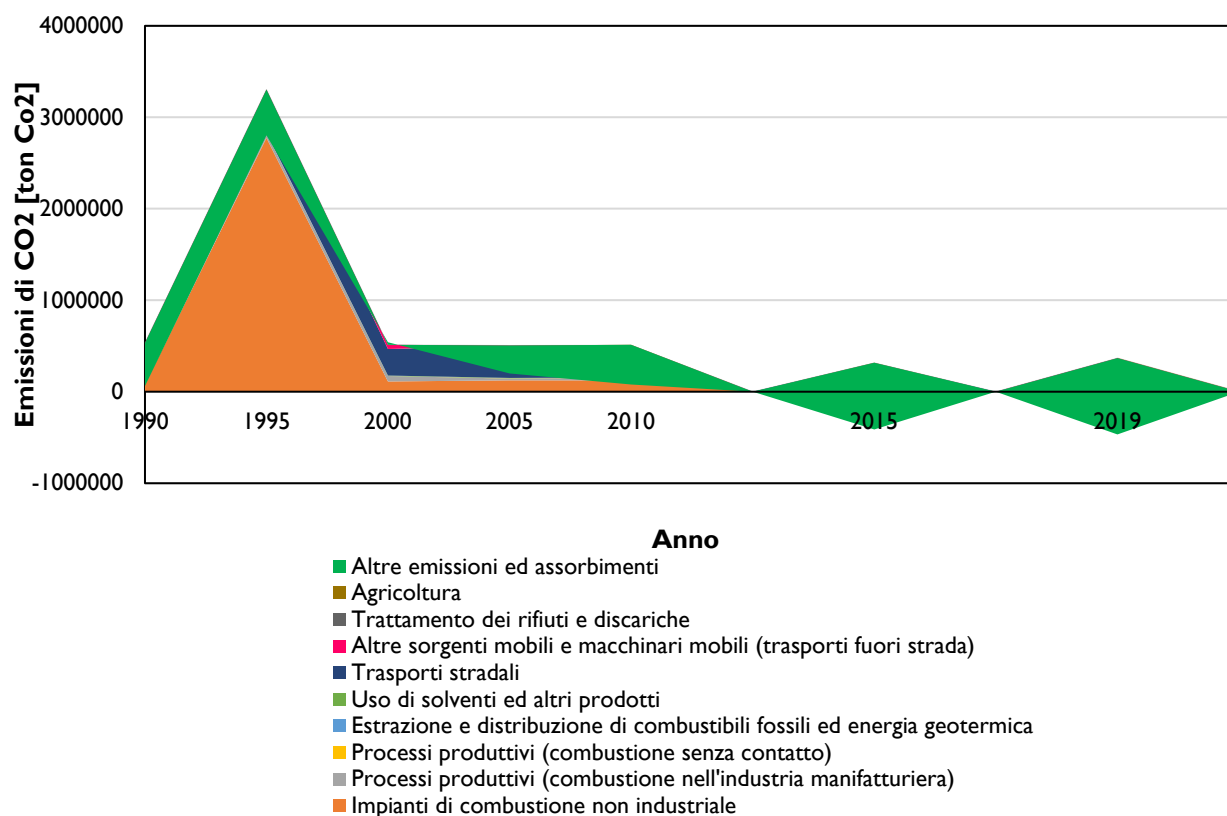


Figura I.43: Composizione delle emissioni di CO₂ nella provincia di Roma negli anni 1990 e 2019

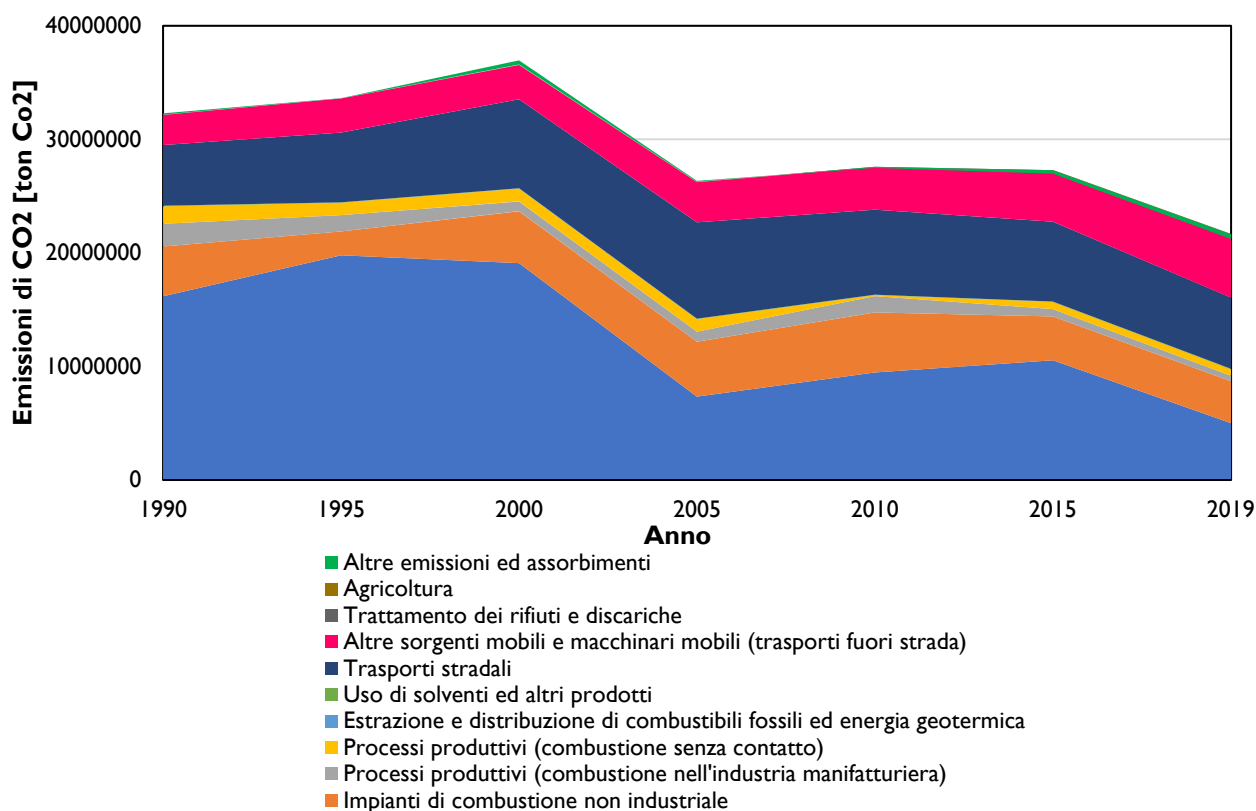
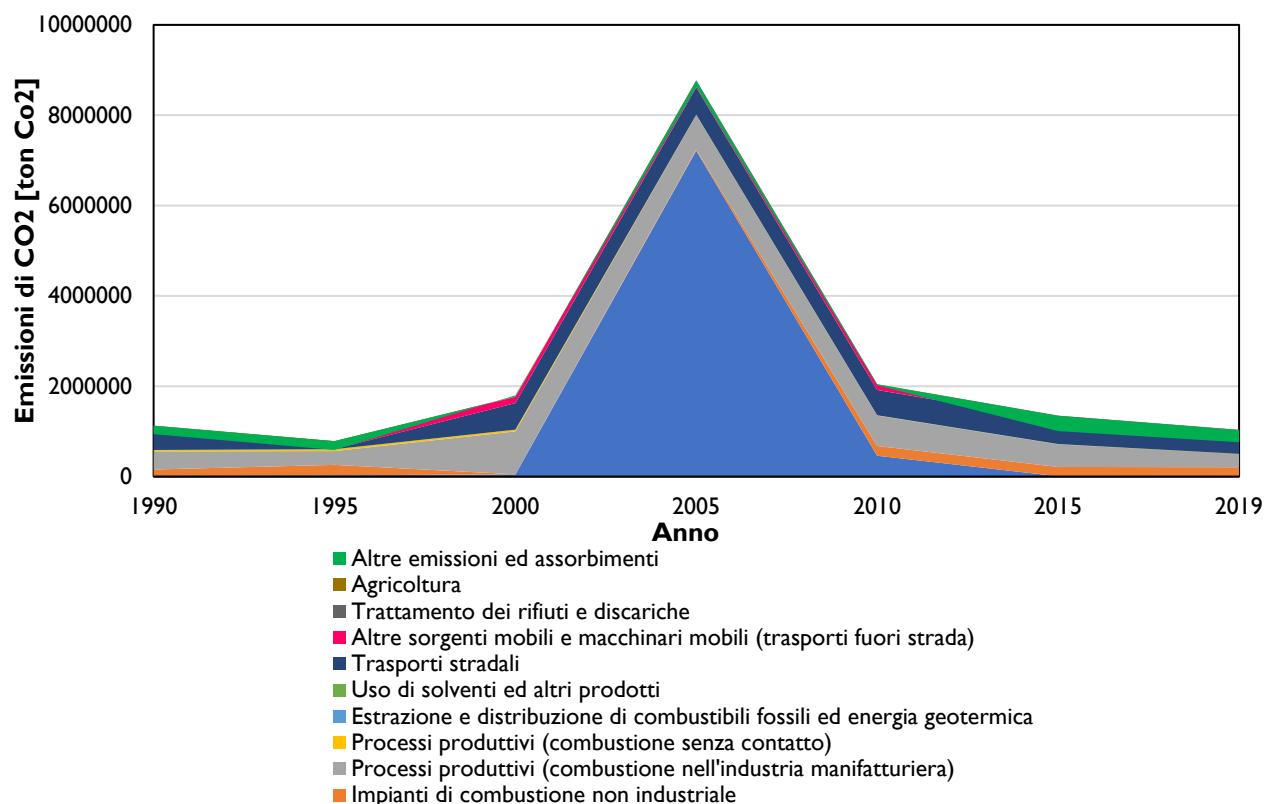


Figura I.44: Composizione delle emissioni di CO₂ nella provincia di Viterbo negli anni 1990 e 2019



Per un elenco dei siti industriali soggetti ad *Emission Trading Scheme*³⁸ si rimanda all'Allegato I.7

³⁸ Direttiva 2009/29/CE

Tabella 1.9: Emissioni di CO₂ delle province laziali sul totale Lazio (%) - Fonte: Ispra

Combustione nell'industria e impianti energetici	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019	Trasporti stradali	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Frosinone	0%	0%	0%	0%	3%	6%	4%	Frosinone	11%	12%	9%	13%	12%	12%	9%
Latina	0%	0%	0%	0%	0%	3%	14%	Latina	8%	8%	9%	6%	6%	7%	8%
Rieti	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	Rieti	5%	5%	3%	3%	3%	3%	3%
Roma	100%	100%	100%	50%	93%	91%	82%	Roma	72%	70%	73%	73%	73%	73%	75%
Viterbo	0%	0%	0%	50%	4%	0%	0%	Viterbo	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Impianti di combustione non industriale	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019	Altre sorgenti mobili e macchinari mobili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Frosinone	2%	4%	6%	4%	4%	12%	14%	Frosinone	6%	6%	7%	7%	5%	3%	2%
Latina	3%	2%	5%	6%	5%	6%	6%	Latina	6%	5%	6%	4%	4%	3%	3%
Rieti	2%	51%	2%	2%	2%	2%	2%	Rieti	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Roma	90%	39%	83%	83%	85%	76%	74%	Roma	83%	83%	82%	85%	88%	91%	93%
Viterbo	3%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	Viterbo	4%	5%	4%	3%	3%	2%	2%
Processi produttivi (combustione nell'ind.manufatturiera)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019	Trattamento dei rifiuti e discariche	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Frosinone	17%	28%	28%	32%	24%	27%	36%	Frosinone	0%	0%	0%	0%	0%	-	8%
Latina	12%	9%	20%	9%	11%	20%	18%	Latina	0%	0%	0%	0%	0%	-	10%
Rieti	2%	2%	2%	1%	1%	0%	0%	Rieti	0%	0%	0%	0%	0%	-	3%
Roma	58%	51%	24%	31%	44%	30%	28%	Roma	100%	100%	100%	100%	100%	-	74%
Viterbo	12%	11%	27%	27%	21%	23%	17%	Viterbo	0%	0%	0%	0%	0%	-	5%
Processi produttivi (combustione senza contatto)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019	Agricoltura	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Frosinone	2%	2%	2%	2%	3%	1%	1%	Frosinone	8%	14%	12%	13%	10%	31%	40%
Latina	5%	8%	8%	11%	12%	12%	12%	Latina	28%	24%	22%	31%	28%	17%	15%
Rieti	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	Rieti	5%	7%	7%	6%	17%	9%	7%
Roma	91%	87%	87%	84%	85%	87%	87%	Roma	27%	27%	30%	24%	21%	20%	16%
Viterbo	2%	3%	3%	2%	1%	1%	1%	Viterbo	33%	28%	29%	26%	23%	23%	21%
Estrazione e distribuzione di comb. fossili e geotermica	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019	Altre emissioni ed assorbimenti	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Frosinone	98%	99%	99%	99%	98%	99%	99%	Frosinone	34%	30%	11%	32%	24%	24%	29%
Latina	241%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	Latina	-6%	5%	14%	6%	10%	8%	5%
Rieti	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	Rieti	61%	47%	5%	51%	38%	36%	36%
Roma	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	Roma	-13%	0%	66%	-13%	8%	15%	18%
Viterbo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	Viterbo	24%	18%	4%	23%	19%	17%	12%
Uso di solventi ed altri prodotti	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019	TOTALE	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Frosinone	18%	15%	16%	12%	12%	13%	12%	Frosinone	4%	5%	6%	7%	7%	9%	7%
Latina	648%	879%	1308%	968%	1136%	1347%	1301%	Latina	4%	3%	5%	4%	4%	5%	9%
Rieti	2%	3%	6%	6%	3%	3%	3%	Rieti	0%	7%	1%	1%	0%	-1%	-2%
Roma	63%	65%	53%	57%	67%	64%	65%	Roma	89%	83%	83%	66%	83%	84%	83%
Viterbo	5%	5%	5%	5%	5%	6%	7%	Viterbo	3%	3%	5%	22%	5%	3%	3%

I.4. Descrizione delle infrastrutture della rete elettrica e di distribuzione del gas

I.4.1 Le infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica

La rete di trasmissione dell'energia elettrica è articolata in una rete primaria di trasporto, costituita da linee ad Alta ed Altissima Tensione (oltre 30 e fino a 150 kV , 220 e 380 kV), che collegano le centrali di produzione con le stazioni primarie di smistamento e trasformazione, e in una rete secondaria, che comprende le linee a media tensione che trasportano l'energia fino alle stazioni o cabine secondarie, le quali, a loro volta alimentano le reti di distribuzione locali a bassa tensione a servizio degli utenti.

La rete di trasmissione elettrica ad Alta Tensione (AT) ed Altissima Tensione (AAT), facente parte della Rete di Trasporto Nazionale (RTN) e gestita da TERNA si sviluppa nel Lazio per complessivi 3.896 km (Tab. I.10 e Fig. I.45). Essa include 1.335 km di linee a 380 kV, 333 km a 220 kV. Occorre poi aggiungere circa 2.229 km a livelli di tensione tra 30 e 150 kV non inclusi nelle statistiche di TERNA con dettaglio regionale.

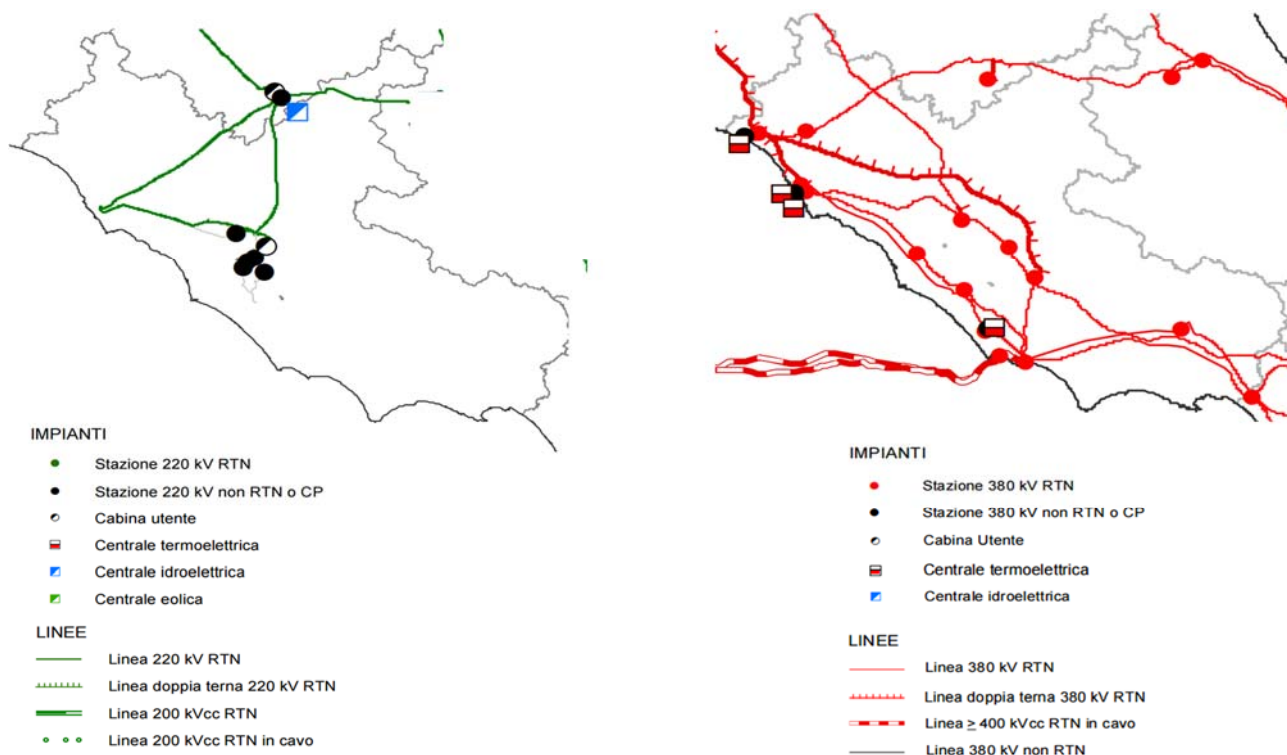
Tabella I.10- Consistenza della RTN nel Lazio e in Italia. (TERNNA, dati aggiornati al 31/12/2014 forse ci sono dati più aggiornati magari al 2019?).

	Linee 220 kV [km]	Linee 380 kV [km]	Totale [km]	Superficie [km ²]	Densità [m/km ²]
Lazio	333	1.335	3.896	17.232	97
Italia	10.935	10.996	61.133	302.073	73

Figura I.45: – Estensione della RTN elettrica nel Lazio (220 e 380 kV) (TERNNA, dati aggiornati al 31/12/2014)

Linee AAT a 220 kV

Linee AAT a 380 kV



La nuova capacità produttiva risulta spesso concentrata in aree già congestionate, caratterizzate dalla presenza di numerose centrali elettriche e da una scarsa magliatura della rete ad altissima tensione funzionale al trasporto in sicurezza della potenza disponibile. È prevedibile che, in assenza di opportuni rinforzi della rete di trasporto nazionale (RTN), si possano verificare criticità di esercizio tali da non rendere possibile il pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione, in particolare da fonti rinnovabili non programmabili (cfr. Allegato I.5 bis).

Per far fronte alla gestione di tali problematiche legate al funzionamento della rete, TERNA predispone annualmente un Piano di Sviluppo in cui pianifica gli interventi strategici volti ad impedire che si generino nel tempo criticità riconducibili a:

- incremento del fabbisogno di energia elettrica;
- ampliamento del parco di generazione e conseguente incremento dei transiti di potenza sulla rete.

1.4.2 Interventi programmati sulla RTN elettrica nel Lazio

Il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (PdS) descrive esaurientemente il ruolo chiave svolto da Terna nell'ambito energetico nazionale e regionale.

Dall'analisi dello studio realizzato da TERNA sullo stato di avanzamento, aggiornato al 2020, delle opere previste nei precedenti Piani di Sviluppo, relative alla realizzazione di collegamenti alla Rete di Trasporto Nazionale (RTN) di centrali, utenti e impianti di distribuzione per il territorio laziale, emergono alcune situazioni di criticità.

In particolare, TERNA sottolinea come il deficit di produzione della regione Lazio, contrapposto ad una più contenuta crescita del parco produttivo regionale, abbia comportato negli ultimi anni una stabilizzazione dei

transiti in “import” di energia proveniente dalla Sardegna³⁹ e dalle regioni limitrofe, evidenziando un vincolo di interconnessione del sistema elettrico nazionale.

Pertanto, per fronteggiare tali elementi di criticità, Terna evidenzia come sia *“indispensabile realizzare una maggiore magliatura della rete, che riconduca gli standard di esercizio ai livelli ottimali anche in prospettiva della futura evoluzione di carichi e produzioni.”*

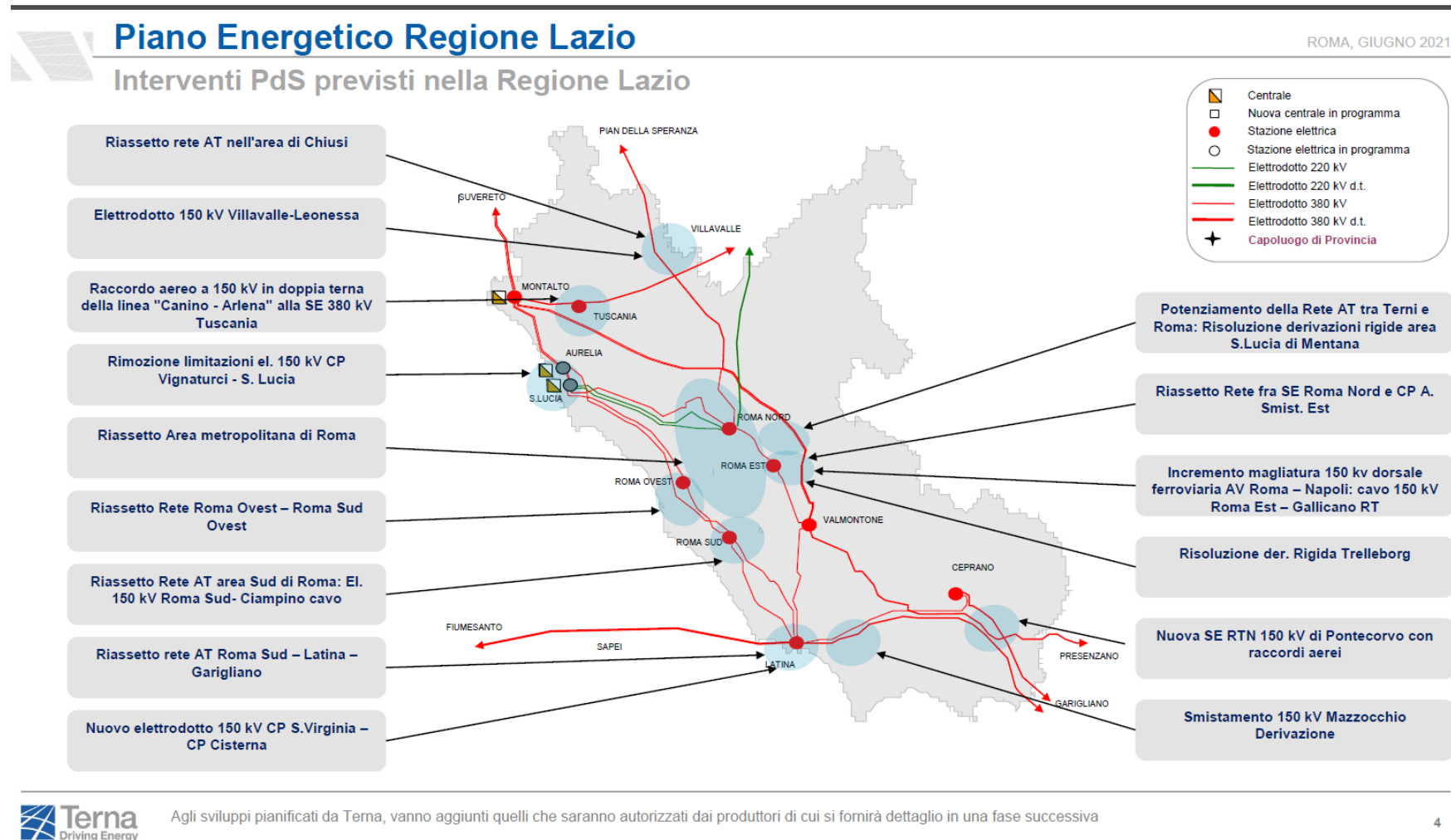
In particolare, Terna evidenzia nel Piano di Sviluppo edizione 2020 che:

- *“nell’area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti critiche riducono in alcuni casi la qualità e la continuità del servizio imponendo assetti di rete radiale o con magliature contenute per limitare la corrente di cortocircuito in alcuni nodi. Queste criticità saranno superate dall’intervento “404-P Riassetto rete area metropolitana di Roma”.*
- *sulla fascia costiera tra Roma Sud, Latina e Garigliano, il carico nel periodo estivo è esposto a possibili rischi di disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete AT. Pertanto, per fronteggiare tali criticità, diventa indispensabile realizzare l’intervento “418-P Riassetto rete AT Roma Sud – Latina – Garigliano” che consenta di ottenere sia una maggiore magliatura della rete che ricondurre gli standard di esercizio ai livelli ottimali anche in prospettiva della futura evoluzione di carichi e produzioni.”*

Nella seguente figura si evidenziano le principali criticità indicate da Terna nell’Area Centro Nord.

³⁹ Collegamento tra Sardegna e Penisola Italiana (Sa.Pe.I.) L’opera, a pieno regime dal 2012, è stata definita il “Ponte elettrico dei record”. Con i suoi 435 km è infatti il più lungo collegamento sottomarino in cavo a 500 kVcc del Mediterraneo e il più profondo al mondo con 1.640 metri di profondità. Il Sa.Pe.I., per la cui realizzazione Terna ha investito 750 milioni di euro e porta risparmi al sistema elettrico per 70 milioni di euro l’anno, grazie alla rimozione dei “colli di bottiglia” tra la zona Sardegna e il resto della RTN. Inoltre, da un punto di vista ambientale sono risparmiate oltre 500 mila tonnellate l’anno di CO2 in atmosfera per effetto del maggior utilizzo di energia rinnovabile.

Figura I.46 – Interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (TERNA, giugno 2021)



Per una disamina più approfondita si rimanda per competenza ai Piani di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (PdS) che saranno elaborati di volta in volta da Terna nel periodo di vigenza del presente Piano.

1.4.3 Interventi programmati nella distribuzione elettrica di Roma Capitale

Alla Rete di Trasmissione Nazionale di proprietà TERNA occorre aggiungere gli interventi di razionalizzazione e sviluppo della rete di distribuzione che contemplano sia il potenziamento delle capacità di trasformazione AT/MT (realizzazione di nuove e/o potenziamento di sottostazioni elettriche ad alta tensione esistenti) sia il potenziamento della rete MT (nuove linee e/o potenziamento di linee esistenti). Altri interventi significativi possono scaturire da richieste di allacciamento e/o aumenti di potenza da parte di clienti MT importanti che necessitano di interventi di potenziamento della rete MT.

In particolare, a motivo della notevole estensione territoriale e delle elevate potenze in gioco che concernono il territorio del Comune di Roma Capitale⁴⁰, è doveroso menzionare qui di seguito la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica e gli interventi programmati da Areti (già Acea Distribuzione)⁴¹. Areti dispone di una rete primaria costituita da linee e cabine a tensione 150 kV (tensione unificata e prevalente) e 60 kV (impianti in via di superamento), oltre a 5 cabine connesse alla RTN a tensione 220 kV.

Le linee AT di Areti hanno una consistenza complessiva rilevante, pari a 561 km (linee a 150 kV e 60 kV), di cui 322,7 km in conduttori aerei e 238,3 km in cavi sotterranei. Inoltre, il territorio che accoglie dette linee è quello di una metropoli, ed è quindi connotato da vincoli di ordine urbanistico, ambientale e storico-archeologico. Ne consegue che i relativi investimenti sono onerosi economicamente ed impegnativi sotto il profilo tecnico, oltre a richiedere tempi di realizzazione delle opere superiori a quelli strettamente necessari per impianti di questo tipo.

I principali progetti riguardanti le linee AT sono quelli previsti dal Protocollo d'Intesa sottoscritto da Areti, Terna Rete Elettrica Nazionale e il Comune di Roma nel novembre 2007 ed avente come obiettivo il riassetto delle linee elettriche di distribuzione AT e delle linee di trasmissione sul territorio di Roma Capitale⁴². La razionalizzazione delle reti elettriche AT e AAT secondo i progetti del Protocollo produrrà, a fronte della realizzazione di 123 km di nuove linee elettriche aeree e di 96 km di linee in cavi interrati, la demolizione di circa 290 km di linee aeree AT e AAT i cui tracciati insistono sul tessuto urbano consolidato e interferiscono con nuove importanti infrastrutture cittadine.

Il Protocollo d'intesa sopra citato impegna Areti e Terna a realizzare una serie di progetti di sviluppo e razionalizzazione di elettrodotti che insistono nei quadranti Nord e Sud del territorio di Roma Capitale.

A titolo indicativo e non esaustivo si elencano qui di seguito gli interventi previsti nel Protocollo di Intesa conclusi, in corso di realizzazione e da avviare (a cura di Areti):

- *per il quadrante Nord*
 - *la ricostruzione del tronco aereo della linea a 150 kV Roma Nord – Prati Fiscali (tratto tra Roma Nord e GRA), completato nel primo semestre del 2015;*

⁴⁰ Si ricorda che il comune di Roma Capitale è il più grande comune d'Europa, con una popolazione residente di circa 2,8 milioni di abitanti e un fabbisogno di energia elettrica pari a circa 10.900 GWh nel 2014.

⁴¹ Areti (già Acea Distribuzione) effettua la distribuzione di energia elettrica, in forza di specifica concessione ministeriale rilasciata ai sensi del decreto legislativo n. 79/99.

⁴² Per il monitoraggio delle fasi attuative, il Protocollo prevede un Tavolo di concertazione formato da rappresentanti dei soggetti firmatari. Di tale Protocollo è stato poi siglato, a marzo 2010, il testo aggiornato per recepire alcune richieste di adeguamento dei tracciati manifestate dagli Enti di Tutela Ambientale del Territorio e dal Comune di Roma (oggi Roma Capitale).

- la costruzione della nuova linea elettrica a 150 kV Roma Nord – Bufalotta (nuovo tronco in cavi sotterranei all'interno del GRA e nuova linea aerea all'esterno del GRA fino alla Stazione Terna di Roma Nord).
- la costruzione della nuova linea elettrica a 150 kV Flaminia/O – Cassia;
- la costruzione della nuova linea elettrica a 150 kV Roma Nord – San Basilio;
- per il quadrante Sud
 - il collegamento tra la stazione Terna di Roma Sud e le cabine primarie Castel Romano e Parchi (nel 2013 sono stati conclusi i lavori per la costruzione della linea a 150 kV Casal Palocco – Viterbia).
- Altri interventi sono:
 - la costruzione dei “raccordi” alla nuova sottostazione elettrica a alta tensione Pescaccio sulla esistente linea a 150 kV Roma Ovest – Casaletto;
 - la costruzione dei “raccordi” alla nuova sottostazione elettrica a alta tensione Parco de Medici sulla esistente linea a 150 kV Ponte Galeria – Magliana.

Per una disamina più approfondita si rimanda per competenza ai Protocolli di Intesa che saranno elaborati di volta in volta da Arete e Terna nel periodo di vigenza del presente Piano.

1.4.4 Le infrastrutture di trasporto del gas naturale

Il raggiungimento degli obiettivi comunitari “energia-clima 20-20-20” hanno imposto di promuovere interventi volti a favorire l’aumento dell’efficienza energetica, lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili e la riduzione, per quanto possibile, del consumo delle fonti fossili a più alto impatto climalterante, in particolare petrolio e carbone, in favore di quelle a minor impatto come il gas naturale. Il gas naturale, miscelato in percentuali sempre maggiori con idrogeno verde, costituisce inoltre la fonte ideale di back up a supporto di una crescente quota di elettricità da fonti rinnovabili (cfr. successivo paragrafo 1.4.6), per definizione maggiormente variabili rispetto ad altre forme di generazione. Per quanto riguarda il settore del trasporto, il gas naturale può potenzialmente fornire significative opportunità per la riduzione delle emissioni inquinanti attraverso l’impiego in forma compressa (CNG) per il settore automobilistico e in forma liquefatta (GNL) per quello marittimo e dell’autotrasporto “pesante”. Tali vantaggi potranno essere colti attraverso la realizzazione di una rete distributiva adeguata.

In tale contesto è quindi determinante il ruolo delle infrastrutture di trasporto del gas naturale come supporto per le crescenti esigenze di interconnessioni con l’estero sia per le maggiori esigenze di flessibilità che il sistema gas italiano dovrà soddisfare.

Le infrastrutture a rete del gas possono inoltre fornire un contributo verso un mix energetico rinnovabile contribuendo allo sviluppo della filiera del biometano e a tendere dell’idrogeno verde. Il biometano e l’idrogeno verde (opportunamente miscelati con il gas naturale) sono infatti dei vettori energetici “programmabili” che possono essere trasportati attraverso la rete del gas contribuendo in tal modo ad una riduzione delle emissioni climalteranti nella generazione elettrica e negli usi finali (cfr. successivo paragrafo 1.4.6).

La rete di trasporto del gas naturale si sviluppa nel Lazio per complessivi 2.217 km ripartiti rispettivamente in 760 km di *Rete Nazionale di Gasdotti* e 1.456 km di *Rete di Trasporto Regionale*⁴³ (Tab. I.11). La rete è gestita rispettivamente da Snam Rete Gas (SRG) per 1.594 km e da Società Gasdotti Italia (SGI) per circa 622 km.

Tabella I.11 - Consistenza della rete del gas naturale nel Lazio (SRG e SGI, dati aggiornati al 31/12/2020).

Regione	Rete Nazionale (km)	Rete Regionale (km)	Totale Rete (km)
Snam Rete Gas SpA	393	1.201	1.594
Società Gasdotti Italia SpA	139,4	275	414,4
Totale Lazio	760	1.456	2.216

L'analisi effettuata dal GSE dei dati pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico sullo stato della metanizzazione in Italia mostra che la distribuzione del gas interessa 312 dei 378 comuni del Lazio (Tab. I.12).

Tabella I.12 - Distribuzione del gas (Elaborazione GSE su dati MiSE)

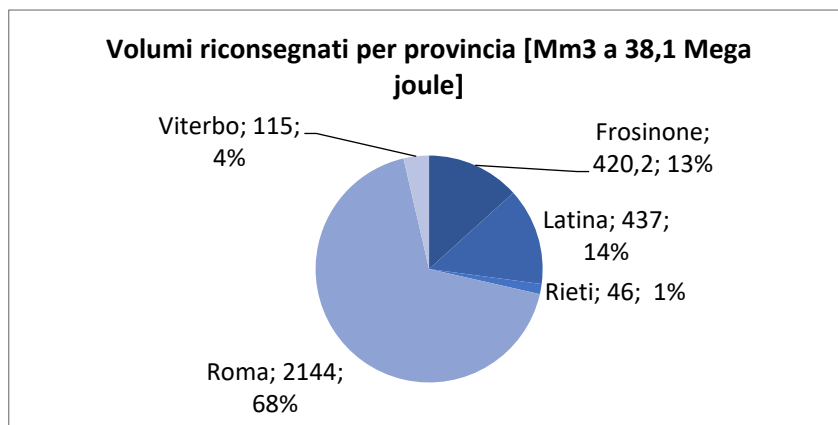
Regione	Totale comuni	Comuni metanizzati	Numero clienti	Comuni non metanizzati	Abitanti comuni non metanizzati (%)
Lazio	378	312	2.143.953	66	1
Italia	8.092	6.594	21.435.951	1.498	6

Con riferimento alla popolazione, l'1% di quella laziale vive in comuni non metanizzati mentre a livello nazionale, in media il 6% della popolazione risiede in comuni non serviti dalla rete del gas.

Per quanto riguarda la domanda di gas naturale nel corso del 2014, nella Regione Lazio, è stato riconsegnato complessivamente un quantitativo di gas naturale pari a circa di 3,2 miliardi di m³, la ripartizione dei quantitativi per provincia è riportata nella Figura I.47.

⁴³ Ai sensi del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 la rete di trasporto del gas naturale è stata suddivisa in Rete Nazionale di Gasdotti e Rete di Trasporto Regionale (quest'ultima è stata individuata ai sensi dell'art. 2 del Decreto del Ministero delle Attività Produttive (ora Ministero dello Sviluppo Economico) del 29 settembre 2005 e successivi aggiornamenti).

Figura I.47 – Volumi di gas riconsegnati per provincia (SRG SPA dati anno 2014 e SGI SPA dati anno 2020)



I.4.5 Interventi programmati sulla rete di trasporto del gas naturale

La programmazione effettuata da Snam Rete Gas (SRG) e Società Gasdotti Italiani (SGI) per gli interventi nel Lazio è distinta in:

- A) Progetti di sviluppo: nuove opere quali metanodotti e impianti di compressione del gas, che hanno la finalità di estendere la rete esistente e/o incrementarne la capacità di trasporto. Nella fase di elaborazione del presente aggiornamento di Piano, si riportano a titolo indicativo e non esaustivo i seguenti nuovi tratti, al 30 giugno 2021, di sviluppo in progetto da parte di SRG della Rete Regionale dei gasdotti non ancora compresi nell’elenco della Rete Regionale dei gasdotti (Tab. I.13)

Tabella I.13 – Nuovi tratti di sviluppo in progetto della Rete Regionale dei gasdotti al 30 giugno 2021.

Società	Denominazione	Comune	Lunghezza (km)	Diametro (mm)	Categoria (specie)
Snam rete gas	POT. ALL. COM. DI ALBANO LAZIALE (RM)	ALBANO LAZIALE	0,012	250	IA
Snam rete gas	POTENZ. ALL.COM. DI LATINA 3a PRESA (LT)	LATINA	0,85	200	IA
Snam rete gas	DIRAMAZIONE SUD DI FIANO ROMANO	FIANO ROMANO	0,38	100	IA

Per una disamina più approfondita si rimanda per competenza ai Programmi di Sviluppo che saranno elaborati di volta in volta da Snam Rete Gas (SRG) e Società Gasdotti Italiani (SGI) nel periodo di vigenza del presente Piano.

- B) Nuove varianti/sostituzioni o allacciamenti in progetto della Rete Regionale dei gasdotti: tutti gli interventi finalizzati alla manutenzione della rete esistente per garantire gli standard di sicurezza e affidabilità di esercizio. Rientrano in tali attività anche i nuovi allacciamenti (Tab. I.14).

Tabella I.14 - Nuove varianti/sostituzioni o allacciamenti in progetto della Rete Regionale dei gasdotti al 30 giugno 2021

Società	Denominazione Gasdotto	Comuni	Lungh ezza (km)	Diam etro (mm)	Catego ria (specie)	Interv ento
Snam Rete Gas	all.to GSA Servizi A. Civita Castellana	CIVITA CASTELLANA	1,203	100	3A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	all.to CNG Snam4Mobility Rieti	RIETI	0,01	100	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	all.to CNG Snam4Mobility Aprilia (LT)	APRILIA	1,05	100	2A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	IMR 2019 C. DI TERRACINA - DI CEOC	APRILIA; LATINA	0,058	100- 250-80	1A-3A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	IMR 2019 C. DI VITERBO - DI CEOC	CIVITA CASTELLANA	0,005	100	2A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	IMR 2019 C. DI GUIDONIA - DI CEOC	FRASSO SABINO	0,04	250	1A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	RIFACIMENTO MET. CHIETI-RIETI	ANTRODOCO; CASTEL SANT'ANGELO; RIETI	39,205	100- 200- 300- 400	2A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	ALL. MASCHERONE OVEST DI FIANO ROMANO	FIANO ROMANO	0,06	100	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	ALL. MASCHERONE EST DI FIANO ROMANO (RM)	FIANO ROMANO	0,1	100	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	ALL. SNAM4MOBILITY S.P.A. - C.CASTELLANA	CIVITA CASTELLANA	0,073	150	3A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	ALL. MAPEI S.P.A. - LATINA (LT)	LATINA	0,04	100	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	ALL.ENIRICERCHE - RIV. VAR. ANAS 2a FASE	MONTEROTONDO	0,55	150	3A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	IMR 2020 C. DI SPOLETO DI CEOC	RIETI	0,08	250	2A	Varianti /Sostitu zioni
SGI	Allaccio Q8 Kuwait SpA	ANAGNI	0,9	100	1a	Allaccia mento
SGI	Allaccio Turriziani Petroli Srl	SAN VITTORE	0,2	50	1a	Allaccia mento
SGI	Allaccio Snam 4 Mobility Spa	CASTROCELO	2,4	100	1a	Allaccia mento
SGI	Allaccio Metanservice srl	CASSINO	0,1	100	1a	Allaccia mento
Snam Rete Gas	ACCORDO DI COOPERAZIONE SRG-TIRRENO P.	CIVITAVECCHIA; MONTALTO DI CASTRO; TARQUINIA	32	900	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	ROMA-LATINA-RIVALSA CITTA' METROP. ROMA	GUIDONIA MONTECELIO	0,2	250	1A	Varianti /Sostitu zioni

Società	Denominazione Gasdotto	Comuni	Lungh ezza (km)	Diam etro (mm)	Catego ria (specie)	Interv ento
Snam Rete Gas	ALL. SNAM4MOBILITY S.p.A. - GUIDONIA(RM)	GUIDONIA MONTECELIO	0,5	100	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	ALL. SNAM4MOBILITY SPA DI SERMONETA (LT)	SERMONETA	0	100	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	LAMER SRL DI CIVITAVECCHIA (RM) PDR	CIVITAVECCHIA	0	100	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	LAMER SRL DI CIVITAVECCHIA (RM) PDC	CIVITAVECCHIA	0,1	100	1A	Allaccia mento
Snam Rete Gas	IMR 2020 C. DI TERRACINA DI CEOC	APRILIA	0	100	2A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	IMR 2020 C. DI GUIDONIA DI CEOC	FONTE NUOVA; MENTANA; POMEZIA; ROMA	1,4	100- 250- 450	1A-2A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	R.T. 2021 DI CEOC	RIETI	0,1	150	1A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	IMR 2021 C. DI VITERBO DI CEOC	CIVITA CASTELLANA	0	100	3A	Varianti /Sostitu zioni
Snam Rete Gas	IMR 2021 C. DI GUIDONIA DI CEOC	MENTANA; ROMA; ZAGAROLO	0,3	250-80	1A	Varianti /Sostitu zioni
SGI	Allaccio Autotrazione Q8 Anagni	ANAGNI	0,9	100	1A	Allaccia mento
SGI	Allaccio Autotrazione Snam 4 Mobility Spa Castrocielo	CASTROCIELO	2,4	100	1A	Allaccia mento
SGI	Allaccio Fargeco Srl	FROSINONE	0,165	100	2A	Allaccia mento
SGI	Allaccio SaxaGrestone Spa (Potenziamento)	ROCCASECCA	0,127	100	1A	Allaccia mento
SGI	Bretella Archè-SKF	CASSINO	4,238	150/10 0	1A, 3A	Allaccia mento
SGI	Rifacimento Allaccio ACS I ReMi 72 /SQUIBB ReMi 73 (da nodo 4010 a nodo 4030)	ANAGNI	0,015	100	1A	Varianti /sostitu zioni
SGI	Rifacimento Allaccio DECO ReMi 77 (EX DOSA) (da nodo 8570 a nodo 2400)	CASTROCIELO	0,926	50	1A	Varianti /sostitu zioni
SGI	Rifacimento Allaccio Klopman ReMi 90 (da nodo 3610 a nodo 3630)	FROSINONE	0,137	150	2A	Varianti /sostitu zioni
SGI	Rifacimento Allaccio Reno De Medici ReMi 400006 (da nodo 2280 a nodo 2290)	CASSINO	0,364	150	1A	Varianti /sostitu zioni
SGI	Rifacimento Allaccio Videocolor e Anagni I (da nodo 4160 a nodo 4260 e da nodo 4260 a nodo 4310)	ANAGNI	2,343	100	1A	Varianti /sostitu zioni
SGI	Rifacimento Bretella Faito-Klopman-Antenna VISCOLUBE- Antenna ABB SACE- Antenna Comune di Frosinone	CECCANO, FROSINONE	6,85	100, 150, 200	2A	Varianti /sostitu zioni

Per una disamina più approfondita si rimanda per competenza ai Programmi di Sviluppo che saranno elaborati di volta in volta da Snam Rete Gas (SRG) e da Società Gasdotti Italiani (SGI) nel periodo di vigenza del

presente Piano.

1.4.6 Potenziali sinergie tra i settori energetici (“sector coupling”)

Come noto, la transizione energetica non sarà raggiunta in maniera efficiente con un singolo vettore energetico quanto piuttosto attraverso un mix equilibrato di fonti e tecnologie energetiche.

A tal proposito i gas da fonti rinnovabili (in particolare biogas, bio-syngas, biometano e idrogeno) potranno svolgere un ruolo significativo e crescente nella transizione energetica e per questo è necessaria una attenta valutazione riguardo la loro integrazione nelle reti di trasporto e distribuzione elettrica e del gas e nei sistemi di stoccaggio. In merito a tale integrazione delle reti energetiche (i.e. così detto “sector coupling”), come affermato dalla stessa **Commissione Europea** a seguito del varo della Comunicazione dell’ 8 luglio 2020 “Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration”, affinché tali sinergie possano nel lungo termine concretamente realizzarsi, si deve presupporre “un massiccio sviluppo di nuove tecnologie, una nuova logica economica e un adattamento del quadro regolatorio europeo e nazionale”.

Le roadmap energetiche a livello europeo e nazionale prevedono un progressivo aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. In questo contesto, le tecnologie di accumulo ricoprono un ruolo essenziale e, tra esse, il Power-2-Gas [**P2G**] che sfrutta la conversione da energia elettrica in energia chimica sotto forma di idrogeno gassoso. Questa tecnologia, integrando la rete elettrica e del gas, potrà garantire una maggiore sostenibilità del sistema energetico nazionale attraverso la decarbonizzazione dei settori di produzione e di uso finale dell’energia.

A tal proposito si evidenzia che in un recente studio di Terna SpA⁴⁴ si ritiene che “La crescita delle FER intermittenti, necessaria per raggiungere i target di decarbonizzazione di lungo termine, provocherà un incremento dei requisiti di flessibilità del sistema elettrico, sia nel breve termine (giorno/settimana) che su base stagionale/annuale. I sistemi di accumulo possono fornire servizi di flessibilità e abilitare l’integrazione delle FER nel sistema elettrico. Tra questi, gli accumuli elettrochimici, insieme ai pompaggi idroelettrici, rappresentano la tecnologia più efficiente per fornire servizi di flessibilità giornaliera. Questi sistemi accumulano l’over generation da FER nelle ore centrali della giornata e la restituiscono nelle ore di scarsa generazione FER (tipicamente nelle ore serali, quando la generazione fotovoltaica diminuisce), mitigando i problemi di gestione della rampa di carico residuo e riducendo la necessità di avviare centrali termoelettriche a più alte emissioni di CO₂. Per questa tipologia di servizi di breve termine l’uso di impianti Power-2-Gas [**P2G**] per stoccare il surplus di FER, accoppiati con fuel cell o turbine a idrogeno per la riconversione in elettricità, non rappresenta un’opzione a causa delle basse efficienze complessive.

Tuttavia, i sistemi di accumulo elettrochimico risultano meno adatti a fornire servizi di flessibilità di tipo stagionale. Per questi servizi gli impianti P2G permettono di stoccare il surplus di generazione FER sotto forma di gas e restituirlo in periodi di scarsa generazione FER. La effettiva convenienza, per un determinato paese, nell’adottare tale soluzione è fortemente dipendente dal suo contesto energetico: capacità FER installata ed eccesso di producibilità atteso rispetto al carico elettrico “di base”, variabilità del carico residuo nel corso dell’anno, security of supply e disponibilità di tecnologie di decarbonizzazione alternative (i.e. , CCS).

In conclusione [secondo Terna], in un sistema energetico CO₂-neutral, lo storage elettrochimico e il Power-to-Gas contribuiranno differentemente alle esigenze di flessibilità della rete. Ad esempio, per le infrastrutture energetiche

⁴⁴ Power-to-Gas e storage elettrochimico in un sistema energetico decarbonizzato - Luca Marchisio, Mario Sisinni, Chiara Alvaro, Alessio Siviero, Simone Cerchiara System Strategy Terna Spa – pubblicato sulla rivista “L’Energia Elettrica” edizione gennaio/febbraio 2021

delle reti di trasporto nazionale, le batterie forniranno flessibilità giornaliera e il P2G potrà contribuire alla flessibilità annuale”.

In sintesi, le tecnologie del Power-2-Gas nel complesso permettono di:

- i. favorire la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili;
- ii. assorbire i surplus di energia prodotta da rinnovabili;
- iii. immettere nel sistema energetico un combustibile rinnovabile, attuando la decarbonizzazione degli usi finali, siano essi legati all'industria, al trasporto o al riscaldamento degli edifici
- iv. consentire uno stoccaggio di lungo termine (anche stagionale) dell'energia rinnovabile per fronteggiare periodi di deficit della fonte primaria
- v. consentire la distribuzione a distanza tra i siti di produzione del vettore energetico e le utenze finali.

In termini di analisi del “*technology readiness level*” degli impianti Power-2-Gas, nel febbraio 2020, la ARERA⁴⁵ ha evidenziato “*come allo stato attuale, un impianto Power-2-Gas sia ancora lontano da essere economicamente e finanziariamente sostenibile, e difficilmente lo diventerà prima del 2030, principalmente a causa del fatto che tale tecnologia richiede ingenti quantità di elettricità a basso costo per essere competitivo e ciò è possibile solo con una massiccia penetrazione di fonti rinnovabili tale da ridurre drasticamente i costi e/o attraverso l'introduzione di meccanismi di incentivazione ad hoc*”⁴⁶.

Pertanto, la maggiore sfida tecnologica del Power-2-Gas consiste nella messa a punto di efficienti sistemi integrati (elettrolizzatori, compressori, buffer, reattori di metanazione, ecc.) a fronte della forte dinamicità dei processi dovuta alle fluttuazioni temporali dell'energia elettrica di alimentazione. Questo richiede un adeguamento delle tecnologie, alcune attualmente già mature, altre allo stadio prototipale, come nel caso degli elettrolizzatori più innovativi e ad elevate prestazioni (basati sulla tecnologia delle celle elettrochimiche ad ossidi solidi, SOEC).

In termini di integrazione negli scenari energetici nazionali della tecnologia P2G, le stesse SNAM e TERNA, nel loro “*Documento di Descrizione degli Scenari 2019*”⁴⁷, congiuntamente elaborato, affermano che “*sebbene si riconosca un beneficio legato all'utilizzo della tecnologia Power-2-Gas [per l'ottimizzazione del sistema energetico nel suo complesso tramite il «sector coupling»] tale beneficio non è stato per ora ancora correttamente simulato all'interno degli scenari*”, “*ma verrà [da TERNA e SNAM] valutato successivamente allo sviluppo di modelli opportuni*”.

Per quanto sopra la **Regione** intende contemplare misure atte ad accompagnare lo sviluppo sperimentale di innovativi sistemi P2G adottando un approccio “*olistico*” (i.e. non statico, ma variabile nel tempo col mutare delle condizioni di contorno e degli sviluppi tecnologici) che vedrà dei momenti di ricalibrazione, delle **policy attualmente previste nella PARTE III del presente documento**, in occasione dei *Piani Operativi Pluriennali* (cfr. Parte IV) nel rispetto sia del disciplinare di *governance* (cfr. § 5.5 del PER) sia delle programmazioni sovraordinate di settore, sia dall'evoluzione del quadro normativo.

⁴⁵ “Documento per la consultazione 39/2020/R/GAS - 11 febbraio 2020 per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas”

⁴⁶ Al fine di migliorare l'efficienza dal punto di vista economico appare di fondamentale importanza l'utilizzo di tutti i prodotti dell'impianto power-to-gas: idrogeno o metano, calore e ossigeno. Si veda a tal proposito ad esempio <https://www.qualenergia.it/articoli/storage-e-idrogeno-piccoli-elettrolizzatori-crescono/>

⁴⁷ Cfr. pag. 121 del *Documento di Descrizione degli Scenari 2019* redatto da da TERNA e SNAM

Al fine di favorire lo sviluppo delle tecnologie P2G e della filiera dell'idrogeno verde si evidenzia che il presente Piano è stato integrato in particolare con:

- un'**Addendum "Idrogeno"** (cfr. Allegato I.4) finalizzato ad illustrare il contesto tecnologico ed industriale di riferimento, le barriere normative ed autorizzative e gli *economics*, le *policy* europee di produzione di idrogeno da rinnovabili;
- un aggiornamento della PARTE III "Politiche e programmazione" con l'inserimento dei seguenti capitoli e paragrafi
 - o il capitolo 3.1 bis "Sviluppo e potenzialità dell'idrogeno verde";
 - o nel capitolo 3.2 "Scenari e politiche di intervento nei settori di uso finale" nell'"Ambito Trasporti"
 - il paragrafo 3.2.2.6 "Mobilità ad idrogeno verde e biometano in attesa dell'elettrico"
 - il paragrafo 3.2.3.7 "Utilizzo di idrogeno verde nel trasporto stradale pesante e in ambito portuale"
 - o nel capitolo 3.3 nell'Ambito "Sistemi di storage e smart grids"
 - il paragrafo 3.2.5.2 *Sistemi di storage (elettrochimico e power-to-gas)*

I.4.7 Accettabilità sociale delle infrastrutture energetiche

L'accettabilità sociale delle infrastrutture energetiche, sia di grandi che di piccole dimensioni, da parte delle comunità locali e dell'opinione pubblica, è uno dei fattori condizionanti della loro realizzazione. La Strategia Energetica Nazionale riconosce che questa dinamica condiziona in molti casi la realizzazione di interventi prioritari per le politiche energetiche ed ambientali, e che è necessario adottare le iniziative che possano prevenire e minimizzare i conflitti attorno sia alle politiche di sviluppo delle infrastrutture energetiche che durante i singoli procedimenti autorizzativi.

La capacità di comprendere, prevenire e interagire con le dinamiche di conflitto ambientale che si sviluppano intorno ai progetti di realizzazione di infrastrutture energetiche da parte dei diversi attori pubblici e privati, coinvolti, è un fattore cruciale ancora fortemente sottovalutato. Tale capacità chiama in causa il rapporto delle imprese con il territorio in cui operano e, in questa prospettiva, l'uso che viene fatto degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione che in alcuni casi sono previsti nella normativa dei procedimenti autorizzativi.

L'attenzione all'uso preventivo degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione anche quando non previsti dalle normative in materia di tutela ambientale e rischio industriale nei processi autorizzativi per le infrastrutture energetiche può costituire quindi un supporto di cui tenere conto anche nello sviluppo delle infrastrutture energetiche per usi finali.

La sottovalutazione circa il ruolo di questi strumenti è sicuramente uno degli elementi che hanno reso particolarmente critico l'andamento dei processi autorizzativi delle infrastrutture energetiche.

La Regione Lazio assume in via prioritaria l'impegno di favorire lo sviluppo infrastrutturale energetico sul proprio territorio attraverso processi partecipati con le comunità di interesse e la cittadinanza diffusa con l'obiettivo di assicurare energia sicura, sostenibile, competitiva e a prezzi accessibili per tutti.

1.5. Analisi del potenziale tecnico-economico delle FER (elettriche e termiche) nel Lazio

Questa sezione valuta il “potenziale tecnico-economico” associato allo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Si ricorda che, a differenza del cosiddetto “potenziale tecnico”, da intendersi come una stima del massimo livello di applicazione di una certa tecnologia, basata esclusivamente su vincoli di natura tecnica ma senza alcuna considerazione di natura economico-finanziaria, il “potenziale tecnico-economico” (o anche soltanto “potenziale economico”) di seguito riportato valuta la sostenibilità economico-finanziaria dell’esercizio di una data tecnologia, sulla base delle normative in vigore e degli attuali trend di mercato.

In coerenza con gli orientamenti europei in materia di decarbonizzazione, ed in particolare con quanto stabilito dal *Clean Energy Package* (CEP), il Governo italiano ha predisposto a fine 2018 una Proposta di Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC). A seguito delle raccomandazioni inviate dalla Commissione Europea a giugno 2019, l’Italia ha elaborato e trasmesso a fine 2019 la versione definitiva del PNIEC. A gennaio 2020, con la comunicazione sul Green Deal (COM 2019/640), la Commissione Europea ha delineato una nuova e più ambiziosa roadmap volta a rafforzare l’ecosostenibilità dell’economia e a conseguire l’obiettivo della neutralità climatica per il 2050, superando gli obiettivi già stabiliti dal CEP. In seguito, l’undici dicembre 2020, il Consiglio Europeo ha approvato il “*Fit for 55*”, il nuovo obiettivo UE vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, in luogo dell’obiettivo di riduzione del 40% già fissato con il CEP, con un conseguente aumento della quota di energia da fonti rinnovabili necessaria a coprire il fabbisogno energetico finale (cfr. paragrafo 1.2.1).

Come indicato dal rapporto “*Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members*”⁴⁸ dell’Agenzia Internazionale dell’Energia (IEA), la decarbonizzazione passerà attraverso una forte elettrificazione dei consumi, quindi la richiesta dell’energia elettrica aumenterà, circa del 30% nel 2030 e circa del 50% nel 2050 rispetto ai valori del 2020. Il settore elettrico italiano ha quindi obiettivi sfidanti (cfr. paragrafo 1.2.2).

⁴⁸ IEA (2021), *Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/achieving-net-zero-electricity-sectors-in-g7-members>

1.5.1 I parametri di riferimento delle principali tecnologie

Le tendenze CAPEX e OPEX⁴⁹ sono importanti in relazione alla modellazione del sistema energetico e agli scenari risultanti utilizzati nelle valutazioni delle politiche. La tabella sottostante riassume i valori di input che la IEA ha utilizzato nel World Energy Outlook 2021 per lo scenario di sviluppo sostenibile per l'Unione Europea. Il valore globale di riferimento per *il costo livellato dell'elettricità* (LCOE) è pubblicato regolarmente da *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF) e nel rapporto annuale di IRENA.

Tabella 1. 15 – Indicatori tecno-economici delle principali tecnologie di produzione elettrica da FER. Fonte: AIE, World Energy Outlook 2021.

	Capital costs			Capacity factor			Fuel, CO ₂ , and O&M			LCOE		
	(USD/kW)			(%)			(USD/MWh)			(USD/MWh)		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Nucleare	6600	5100	4500	75	75	70	35	35	35	150	120	115
Carbone	2000	2000	2000	25	n.a.	n.a.	105	165	210	200	n.a.	n.a.
Gas CCGT	1000	1000	1000	50	40	n.a.	70	95	105	95	120	n.a.
Solare FV	840	510	370	13	14	14	10	10	10	55	35	30
Eolico onshore	1500	1390	1310	29	29	30	15	15	15	50	45	45
Eolico offshore	3480	2220	1520	51	55	58	15	10	10	75	45	30

Sebbene nell'ultimo decennio si è osservata una forte riduzione del LCOE⁵⁰ per utility-scale systems, le differenze nelle dimensioni del mercato e la concorrenza locale possono ancora portare a variazioni significative del prezzo a seconda dei paesi. Fattori locali come le tasse di importazione, le regole sul contenuto locale o i crediti d'imposta esistenti hanno una forte influenza sui prezzi locali⁵¹. Un recente studio finanziato dalla *European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics* (ETIP PV) valuta il LCOE per utility-scale FV systems in Europa per il 2019 in una gamma da 24 EUR/MWh a Malaga a 42 EUR/MWh a Helsinki, ed illustra il potenziale per ridurre questi valori di quasi la metà entro il 2030, e ridurli di tre volte entro il 2050⁵².

Inoltre, nel caso di utility-scale PV systems, il prezzo viene stabilito in base ad accordi (PPA) sui prezzi dell'energia ottenuti nelle aste. Una nota di cautela è necessaria perché i PPA dipendono dalle condizioni contrattuali specifiche (volume, data di consegna del progetto, durata, tasse e finanziamento). Infine, gli

⁴⁹ Capex (acronimo di "CAPital EXpenditure", cioè le spese in conto capitale) ovvero costi di investimento; le Opex (acronimo di "OPerating EXpenditure") si intendono i costi operativi di esercizio ricorrenti.

⁵⁰ Secondo BNEF, nel secondo semestre del 2019, il LCOE per gli impianti fotovoltaici non-tracking in silicio è diminuito di oltre il 77% negli ultimi 10 anni, attestandosi ad un valore medio globale di 51 USD per MWh.

⁵¹ La International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) indica valori di LCOE per utility scale pv systems nel 2019 nel range 25-61 USD/MWh, e stima che potrebbero attestarsi tra i 20 e i 40 USD/MWh entro il 2030.

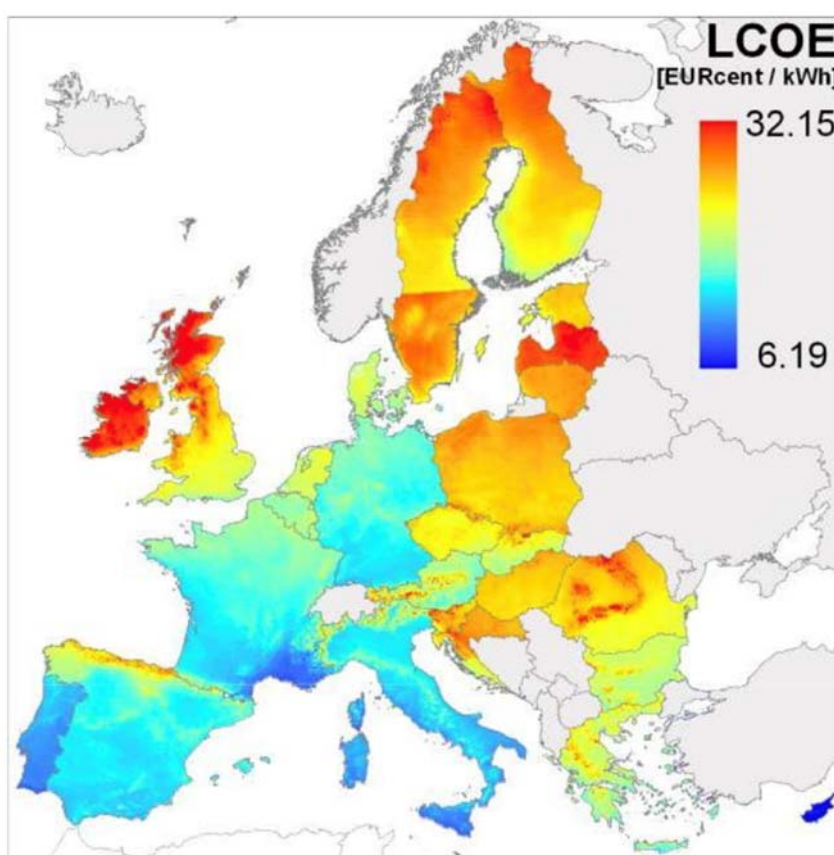
⁵² Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. Prog Photovolt Res Appl. 2020;28: 439–453. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>.

sviluppatori di progetti possono essere interessati a fare offerte basse al fine di acquisire una connessione alla rete che può essere sfruttata per vendere l'elettricità prodotta al di fuori del PPA⁵³.

I sistemi sul tetto per edifici residenziali o piccoli edifici commerciali sono stati tradizionalmente un importante segmento di mercato, in particolare in Europa. I costi d'investimento⁵⁴ hanno visto un calo significativo, e sono ora circa 1000 EUR/kWp (circa 200 EUR/m²) nel ben sviluppato e competitivo mercato tedesco. Tuttavia, in tutta Europa i prezzi variano considerevolmente e possono essere più del doppio di questo valore. I sistemi fotovoltaici integrati negli edifici (BIPV) vanno da 200 a 500 EUR/m² per i prodotti standardizzati e aumentano fino a 500-800 EUR/m² per le soluzioni personalizzate.

Sebbene in un recente studio sono stati calcolati i valori di LCOE specifici per i sistemi fotovoltaici (figura sottostante) su tetto nell'Unione europea⁵⁵, previsioni al 2030 e al 2050 non sono disponibili.

Figura I.48 Distribuzione spaziale del LCOE degli impianti solari fotovoltaici sui tetti nell'UE. Fonte 55.



Per le FER termiche sussiste una minore disponibilità di dati di proiezione per il lungo periodo (Tabella I.18)

⁵³ Questi valori sono in costante calo, anche in Europa. Nel luglio 2019, un'asta portoghese ha avuto offerte vincenti tra 14,76 e 31,16 EUR/MWh per progetti da realizzare entro giugno 2022.

⁵⁴ Jäger-Waldau, A., PV Status Report 2019, EUR 29938 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-12608-9, doi:10.2760/326629, JRC118058.

⁵⁵ Katalin Bódis, Ioannis Kougias, Arnulf Jäger-Waldau, Nigel Taylor, Sándor Szabó. A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 114, 2019, 109309, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109309>.

Tabella I.16 – Costo di investimento e vita tecnica delle principali tecnologie di produzione elettrica da FER.

Tipologia	Fonte	Taglia	Costo Investimento		Vita Utile anni	SCOP***		
			udm	2015		Previsione 2050	2015	Previsione 2050
Pompe di calore* (Riscaldamento)	EE + aria	< 50 kW _t	€/kW _t	461÷2422	500	15	2.5÷4.4	3,5
	EE + acqua	< 50 kW _t	€/kW _t	889÷1723	900	15	2.8÷5	4
Solare termico**	sole	piccoli impianti domestici	€/kW	385÷580	430	20		

* Fonte: IEA, Heat Pump Programme. Thermally Driven Heat Pumps for Heating and Cooling, 2014

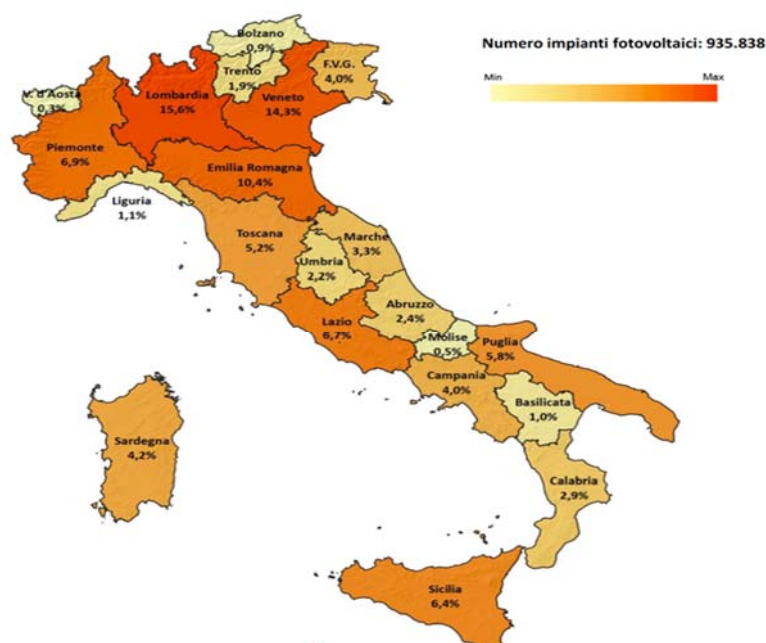
** Fonte: solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-2-3_FeasibilityStudy_version6.pdf

*** SCOP: Seasonal Coefficient of Performance (coefficiente di prestazione stagionale), definito come il rapporto tra l'energia termica fornita durante il periodo invernale e l'energia elettrica richiesta durante lo stesso periodo

1.5.2 Energia fotovoltaica

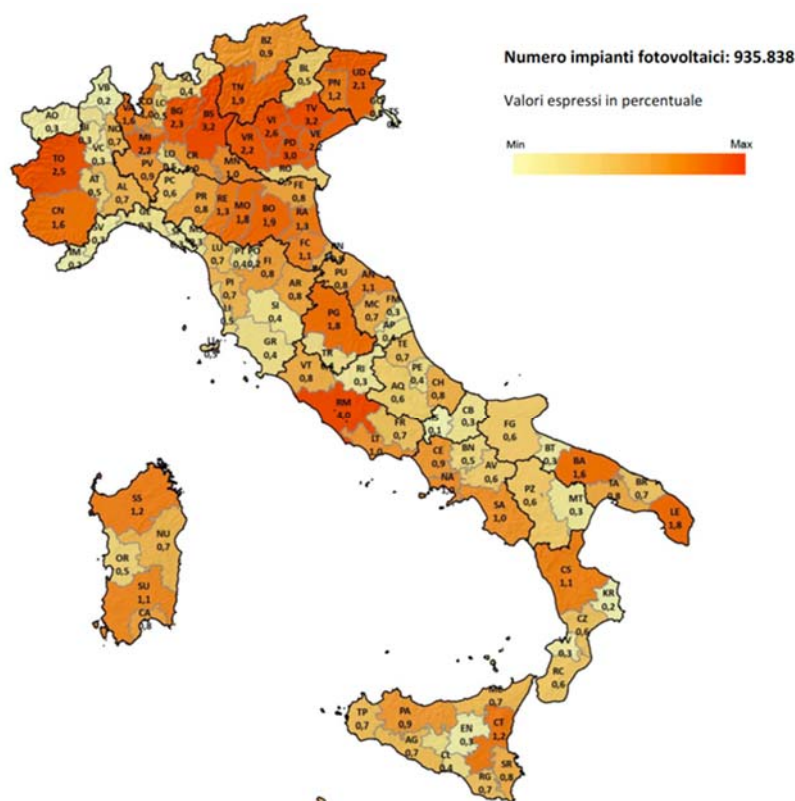
Come evidenziato in § 1.3.5, nel Lazio l'energia fotovoltaica ha costituito nel 2019 il solo 12% della produzione elettrica totale e il 47% dell'energia totale prodotta da FER. Come si attesta dall'ultimo rapporto statistico del GSE⁵⁶, il fotovoltaico nel Lazio si è sviluppato notevolmente negli ultimi anni collocandolo in quinta posizione tra le regioni italiane per numero di impianti fotovoltaici installati sul territorio (6,7% del totale nazionale), e Roma come prima provincia con il 4% del totale nazionale. Al 2020, la potenza installata è pari a circa 1,42 GW, suddivisa in 62715 impianti per lo più nella provincia di Roma (circa il 60% del totale regionale), come indicato nelle figure sottostanti **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Figura I.49 Distribuzione regionale della Potenza fotovoltaica installata al 2020. Fonte: GSE.



⁵⁶ Solare Fotovoltaico – rapporto statistico 2020, giugno 2021, accessibile a: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>.

Figura I.50 Distribuzione provinciale della potenza fotovoltaica installata al 2020. Fonte: GSE



Gli indicatori utili all’analisi del potenziale tecnico-economico dell’energia fotovoltaica sono la densità di potenza di picco per abitante e per superficie, riportate per il 2020 e per provincia del Lazio nella tabella seguente.

Tabella I.17 - Indicatori PV 2020 per il Lazio. Elaborazione ENEA su dati GSE.

2020		Numero di impianti	Potenza installata (MWp)	Produzione lorda (GWh)	Densità di potenza di picco per abitante (watt pro capite)	Densità di potenza di picco per superficie (kWp per Km ²)	Produzione di annuale (kWh/kWp)
Regione	Lazio	62715	1416	1778	248	82	1256
Provincia	Frosinone	6218	180	206	380	55	1144
	Latina	8938	264	333	470	117	1261
	Rieti	3111	28	31	185	10	1107
	Roma	37349	483	560	114	90	1159
	Viterbo	7099	461	648	1502	128	1406

A fine 2020, il dato di **potenza di picco fotovoltaica pro-capite** regionale è stato pari a **248 Watt per abitante**, ovvero un valore inferiore a quello nazionale (365 W/ab.) e molto distante da quello della Puglia (738 W/ab). È da notare come la Germania e l’Olanda abbiano già raggiunto medie nazionali pari a 652 W/ab

e 603 W/ab rispettivamente⁵⁷. A livello provinciale Viterbo ha già raggiunto (1502 W/ab) un valore auspicabile per il Lazio al 2030.

La **densità di potenza di picco fotovoltaica per superficie** a livello regionale ha raggiunto gli **82 kWp/Km²**, un valore distante dal valore della Puglia 148 kWp/km², ma anche da quello della Lombardia (106 kWp/km²). A livello provinciale, Latina e Viterbo si posizionano molto al di sopra della media nazionale (72 kWp/km²).

A fine 2020, nel Lazio, il 68% della potenza installata è costituita da pannelli in silicio policristallino, il 26% in silicio monocristallino ed il restante 6% in film sottile (silicio amorfo o altri materiali). Il 56% degli impianti installati sono a terra, mentre il 44% è distribuito su superfici non a terra come edifici, tettoie e capannoni.

Stima del potenziale di nuova capacità produttiva su coperture

Per stimare il potenziale fotovoltaico sulle coperture degli edifici nel Lazio, al fine di individuare il segmento immobiliare “target”, si elencano nel seguito le principali caratteristiche generali degli immobili sui quali risulta più semplice intervenire:

- **ridotta altezza degli edifici (1-2 piani)**, in generale può consentire la realizzazione sia di installazioni di sistemi solari che di opere di efficientamento energetico senza particolari complessità nell’allestimento del cantiere e delle opere provvisoriale;
- **presenza di spazi di pertinenza**; in generale può consentire la realizzazione dell’intervento senza pregiudicare totalmente l’utilizzabilità dell’edificio nel corso dei lavori e, nel contempo, può ospitare l’armadio contenente i sistemi di accumulo dell’energia;
- **presenza di copertura a falda**, se ben esposte, in generale può facilitare l’installazione di impianti di produzione di energia in coperture altrimenti difficilmente utilizzabili;
- **non appartenenza alle parti del territorio coperte da vincolo integrale di natura architettonica, paesaggistica o urbanistico-ambientale.**

Nella tabella sottostante, si riportano le principali dimensioni descrittive della consistenza e della distribuzione del patrimonio abitativo immobiliare del Lazio e i profili delle famiglie che lo utilizzano.

Tabella 1. 18 Descrizione del parco immobiliare ai fini della stima di potenziale fotovoltaico e principali indicatori di utilizzo nell’anno 2011. Fonte: ISTAT.

	N° edifici residenziali occupati da persone residenti	abitazioni occupate da persone residenti (valori assoluti)	%	N° medio di abitaz. per edificio residenz.	Sup. media per occupante (mq)	Sup. delle abitazioni (mq) (valori assoluti)	%	Sup. media di abitazione e per edificio (mq)	sup. media abitazioni (mq)
Viterbo	75.053	131.097	5,8%	1,7	41,85	12.990.798	6,1%	173,09	99,09
Rieti	65.057	65.802	2,9%	1,0	41,75	6.438.793	3,0%	98,97	97,85
Roma	393.664	1.681.451	73,8%	4,3	39,21	154.190.999	71,9%	391,68	91,70
di cui Roma comune	137.021	1.137.391	49,9%	8,3	40,40	103.499.074	48,3%	755,35	91,00
resto provincia	256.643	544.060	23,9%	2,1		50.691.925	23,6%	197,52	93,17

⁵⁷ Solar Power Europe, EU Market Outlook For Solar Power 2020-2024.

Latina	121.026	208.800	9,2%	1,7	37,28	20.222.968	9,4%	167,10	96,85
Frosinone	146.410	190.237	8,4%	1,3	41,86	20.529.147	9,6%	140,22	107,91
Lazio	801.210	2.277.387	100,0%	2,8	39,49	214.372.705	100,0%	267,56	94,13
Italia	12.187.698	24.135.177		2,0	40,68	2.396.691.555		196,65	99,30

Come si può notare il numero medio di abitazioni per edificio varia molto da provincia a provincia, inoltre la metà delle abitazioni occupate da residenti del Lazio è all'interno di Roma Capitale. Nell'ambito della suddetta consistenza, il **patrimonio edilizio a uno e due piani, Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** peraltro tipicamente dotato (al di fuori dei centri storici) di suolo pertinenziale disponibile in prossimità degli edifici, può essere considerato, in prima approssimazione, quello maggiormente vocato per interventi sia di efficientamento energetico sia di installazione di sistemi di produzione energetica fotovoltaica (Tabella 1.21).

Tabella 1. 19 – Consistenza edilizia per tipologia di edificio, anno 2011. Fonte ISTAT.

Anno 2011	Edifici a 1-2 piani		Edifici > 2 piani	totali
	fuori dai centri storici	nei centri storici	altri edifici residenziali	
Edifici residenziali	487.919	31.011	282.280	801.210
Edifici produttivi e a servizi	n.a.	n.a.	n.a.	110.467
TOTALI				921.677

Con riferimento alle suddette assunzioni e attraverso una stima campionaria⁵⁸, si stimano circa 415.000 edifici bassi nel Lazio che presentano le migliori caratteristiche per installare in modo semplice un impianto fotovoltaico con accumulo di energia. La tabella 1.22 riporta la stima di produzione annuale di un impianto fotovoltaico su superficie unitaria di copertura (kWh/m²) nei comuni distribuiti nelle cinque province del Lazio effettuata da ENEA. Si stima in media una radiazione globale media annua di 1.361 kWh e una produzione media annua di energia elettrica per un sistema fotovoltaico di potenza pari a 1 kWp⁵⁹,

⁵⁸ Università Roma Tre e GALA S.p.A. (2015), Caratterizzazione morfotipologica del patrimonio immobiliare del Lazio con finalità di efficientamento energetico sistemico.

⁵⁹ Le valutazioni sono state effettuate da Enea considerando perdite si sistema di circa 13% e prendendo a riferimento un modulo fotovoltaico policristallino standard commerciale con le seguenti caratteristiche:

- dimensioni (H x L) : 1490 x 990 mm
- potenza STD: : 250 Wp
- efficienza : 16,9 %

Per ottenere un impianto fotovoltaico da 1 kWp occorrono 4 moduli fotovoltaici in silicio policristallino con una superficie di copertura utilizzata pari a $SU = 1.47 \times 4 = 5,9 \text{ m}^2/\text{kWp}$. Ovvero circa 170 Wp/m²

Considerando un modulo in silicio monocristallino della stessa azienda italiana con le seguenti caratteristiche:

- dimensioni (H x L) : 1650 x 990 mm
- potenza STD: : 315 Wp
- efficienza : 19,3 %

Per 1kWp occorrono circa 5,2 m².

considerando una copertura avente inclinazione di 18° ed orientamento della falda casuale. La produzione sale a 1.411 kWh annui se inclinazione ed orientamento sono invece ottimizzati. Si stima in media che un **impianto fotovoltaico su copertura nel Lazio produca circa 1386 kWh per ogni kWp di capacità installata.**

Tabella 1. 20 Produzione annuale di un impianto fotovoltaico su tetto. Fonte: ENEA

Provincia	Produzione annuale di un impianto fotovoltaico su tetto (kWh/kWp)		
	Inclinazione di 18° ed orientamento casuale	Inclinazione ed orientamento ottimizzato	Valore medio
Frosinone	1344	1392	1368
Latina	1409	1459	1434
Rieti	1299	1346	1322,5
Roma	1412	1467	1439,5
Viterbo	1341	1392	1366,5
Media	1361	1411	1386

Dai dati di censimento ISTAT del 2011 si ottiene che la superficie media coperta delle abitazioni nel Lazio è di circa 95 m². In ogni edificio residenziale possiamo valutare, per difetto, una superficie media della copertura a falda non inferiore a 100 m². Il potenziale fotovoltaico del Lazio dipende dalla percentuale di superficie di copertura che viene utilizzata per l'installazione degli impianti fotovoltaici (cd. "superficie utile"). Considerando una superficie di copertura utilizzata pari all'80% di quella disponibile, si ha un potenziale tecnico economico di potenza fotovoltaica installata su edifici a 1-2 piani pari a poco più di 5.400 MWp, da cui una produzione di energia elettrica pari a circa 7.500 GWh/anno⁶⁰.

Se si estende ad almeno il 50% dei restanti edifici con più di 2 piani tali ipotesi, il potenziale complessivo di produzione di energia elettrica per tutto lo stock di **edifici residenziali** presenti sul territorio regionale è pari a oltre per **10.000 GWh/anno**⁶¹.

Da notare come tale valore è destinato a crescere nel tempo assumendo che gli attuali pannelli installati siano via via sostituiti con tecnologie più efficienti a parità di superficie e che le perdite di sistema saranno ulteriormente ridotte (vedi Figura 1.52).

Va sottolineato che la tendenza di mercato sulla tecnologia dei moduli fotovoltaici è già attualmente a favore dell'utilizzo di moduli in silicio monocristallino e che la previsione di mercato al 2030 prevede quasi totalmente un utilizzo del silicio monocristallino. A differenza degli anni 2008-2013, quando il silicio multi-

Infine, se consideriamo moduli in silicio monocristallino top di gamma per applicazioni residenziali con le seguenti caratteristiche:

- dimensioni (H x L) : 1835 x 1016 mm
- potenza STD: : 400 Wp
- efficienza : 21,4 %

Per 1 kWp occorrono circa 4,65 m².

⁶⁰ Le valutazioni sono state effettuate da Enea prendendo a riferimento un modulo fotovoltaico policristallino standard commerciale da 250 Wp e considerando che per 1 kWp occorrono 5,9 m²; quindi, su 80 m² (SU per edificio) si possono installare 13,5 kWp. Considerando 415.000 edifici il potenziale di capacità installata è di circa 5.400 MWp, ovvero l'energia prodotta è 5,4 GWp x 1386 GWh/GWp = 7484,4 GWh.

⁶¹ Per gli edifici a più di 2 piani 282.280 x 13,5 = 3.800 MWp, ovvero 5.267 GWh, approssimando al 50% l'utilizzo potremmo considerare almeno 2.500 GWh.

cristallino dominava il mercato e quindi anche la maggior parte delle installazioni nelle Regione Lazio che attualmente stanno producendo e che restituiscono i valori medi di producibilità ottenuti nelle tabelle precedenti.

Figura I.5I Previsione del mercato tecnologico al 2030.

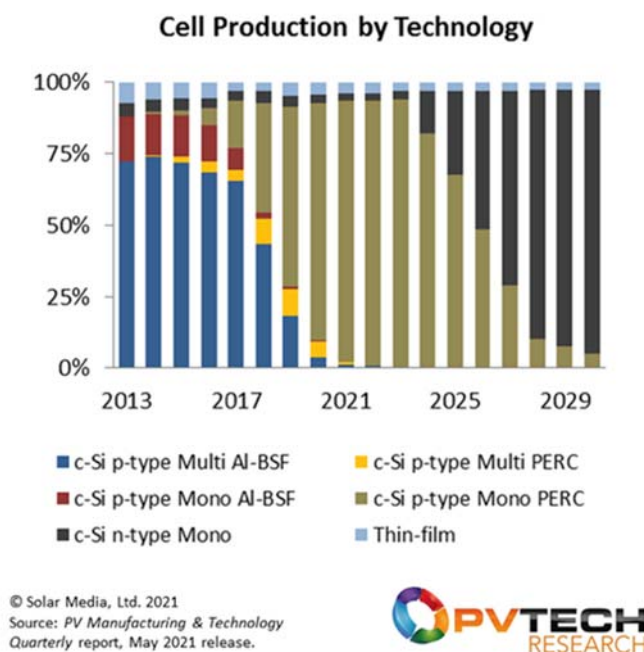


Tabella I.2I – Numero di edifici ad uso non residenziale per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011. Fonte ISTAT.

	produttivo	commercial e	direzionale/ terziario	turistico/ric ettivo	servizi	altro tipo di utilizzo	non utilizzati	totale
Edifici								
Frosinone	2.295	3.055	560	317	1.718	9.932	14.668	32.545
Latina	2.984	2.824	384	498	1.442	8.193	6.585	22.910
Rieti	855	827	179	244	900	3.547	5.530	12.082
Roma	7.196	11.098	3.061	1.818	7.007	27.930	12.297	70.407
Viterbo	944	1.175	235	344	736	3.296	3.217	9.947
Lazio	14.274	18.979	4.419	3.221	11.803	52.898	42.297	147.891
Complessi di edifici*								
Frosinone	135	78	12	8	136	187	139	695
Latina	147	70	17	22	127	119	73	575
Rieti	11	13	7	6	35	284	153	509
Roma	476	351	193	110	1.089	756	296	3.271

	produttivo	commercial e	direzionale/ terziario	turistico/ric ettivo	servizi	altro tipo di utilizzo	non utilizzati	totale
Viterbo	65	75	5	33	130	176	44	528
Lazio	834	587	234	179	1.517	1.522	705	5.578

* Si intende un insieme di costruzioni, edifici ed infrastrutture non residenziali, normalmente ubicati in un'area limitata (spesso chiusa e ben limitata), finalizzati in modo esclusivo (o principale) all'attività di un unico consorzio, ente, impresa o convivenza.

La Tabella I.23, riporta il numero di edifici non residenziali. Le applicazioni nel settore terziario e industriale ricoprono attualmente un ruolo marginale. Per questo motivo, tale “segmento” appare ricco di potenziale, anche in considerazione del gran numero di edifici (oltre 105.000) e, in particolare, complessi di edifici (circa 5.000) non residenziali utilizzati, attualmente presenti sul territorio (cfr. § I.6.1). Non avendo a disposizione al momento dati relativi alle superfici coperte da tali tipologie di edificio, applicando in via del tutto conservativa le ipotesi adottate per il settore residenziale, **il potenziale complessivo di produzione di energia elettrica nel settore terziario e industriale nel Lazio è stimabile a circa 2.000 GWh/anno⁶².**

Da notare però che un impianto installato su un edificio commerciale o industriale permette di ottenere una producibilità più elevata rispetto ad uno installato su un tetto di un edificio residenziale. Infatti, la superficie piana permette di utilizzare strutture di montaggio con inclinazione ed orientamento ottimizzati, e possibilmente anche sistemi ad inseguimento mono assiali, oltre che a moduli bifacciali⁶³.

Un impianto di 1 kWp se installato su un tetto di Roma con inclinazione di 18° ed orientamento casuale produce circa 1.412 kWh annui, lo stesso impianto posizionato su un tetto di un edificio avente una superficie piana e montato su una struttura che permette di ottimizzare l'inclinazione e l'orientamento e con un sistema di *tracking* monoassiale produce circa 2.025 kWh annui, più del 40%.

Considerando in modo del tutto conservativo una superficie utile (SU) per ogni edificio di 80 m², si ricava che su ogni copertura possono essere installati circa 16 kWp con producibilità pari a 2025 ore equivalenti, ovvero ogni edificio può produrre circa 324 MWh/anno; quindi, 110.000 edifici potrebbero fornire circa 3564 GWh/anno⁶⁴. Pertanto, **il settore terziario e industriale può contribuire dai 2000 ai 3500 GWh/anno.**

Pertanto, il potenziale tecnico-economico complessivo di produzione di energia raggiungibile al 2050 da **fotovoltaico non a terra** è pari a **circa 12.000-13.500 GWh/anno.**

⁶² 110.000 x 13,5 = 1485 MWp, ovvero 2060 GWh

⁶³ Caratteristiche di un modulo bifacciale di Enel Green Power:

- dimensioni (H x L) : 1983 x 998 mm
- potenza STD monofacciale: : 360 Wp
- potenza STD bifacciale : 401 Wp
- efficienza : 18,2 %

Quindi se posso installare 400 watt nominali su 2 m², su 80 m² di superficie utile posso installare 16 kWp. Ovvero 200 Wp/m²

⁶⁴ 110.000 x 16 = 1760 MWp, ovvero 1,760 GWp x 2025 h = 3564 GWh/anno

Stima del potenziale di nuova capacità produttiva a terra

In Italia la nuova capacità di FV al 2030 prevista nel PNIEC dovrà essere di 50 GW di cui 35 GW a terra. La realizzazione dei 35 GW di impianti FV previsti a terra impegnerebbe con un FV tradizionale (ad alta densità) circa una superficie pari a 50.000 ettari (ha)⁶⁵ totalmente sottratti all'agricoltura. Analogamente, Italia Solare ha stimato che per raggiungere gli obiettivi annunciati nel PNIEC occorrerebbe lo 0,32% del terreno agricolo italiano.

In termini di ricognizione dello stato di avanzamento dei soli procedimenti autorizzativi unici regionali (PAUR), si evidenzia che a fine agosto 2021 la **Regione** aveva in via di conclusione autorizzativa richieste per la costruzione ed esercizio di impianti a terra per una potenza aggiuntiva complessivamente pari ad oltre **2,5 GWp** (per una superficie occupata da impianti, stimata in prima approssimazione pari a 2.600 ettari)⁶⁶.

Viste le difficoltà legate al cambiamento di uso del suolo e alla trasformazione del paesaggio che bloccano condizionano l'iter amministrativo per la positiva conclusione delle procedure amministrative necessarie al rilascio di tutte le autorizzazioni per l'installazione e all'esercizio per questa tipologia di impianti, l'agri-voltaico (Agri-PV) potrebbe contribuire a superare alcune delle criticità che oggi condizionano la crescita desiderata dalla pianificazione di settore del fotovoltaico. L'impianto Agri-PV non è solo un impianto fotovoltaico costruito su un terreno agricolo, ma è un progetto integrato e innovativo, progettato, realizzato e gestito attraverso un accordo paritetico tra l'operatore agricolo e l'operatore elettrico.

Per valutare appieno il potenziale dell'Agri-PV per il Lazio, sono stati analizzati i dati forniti da ARSIAL relativi alle superfici regionali per classi di copertura (si veda Tabella 1.24).

Tabella 1.22 Superfici regionali per classi di copertura. Fonte ARSIAL.

	Carta Uso Del Suolo	LAZIO 2012	CORINE Land Cover 2018	
	Km2	Cop %	Km2	Cop %
Superfici artificiali	1.348,18	7,83%	1.098,41	6,38%
Seminativi	5.519,38	32,08%	4.858,23	28,23%
Superfici a copertura erbacea densa (graminacee)	544,51	3,16%	78,63	0,46%
Vigneti	269,41	1,57%	142,63	0,83%
Frutteti e frutti minori	419,23	2,44%	342,85	1,99%
Oliveti	1.303,11	7,57%	962,77	5,60%
Altre colture permanenti (non di fruttiferi)	12,75	0,07%		
Zone agricole eterogenee	389,25	2,26%	3.309,33	19,23%
Castagneti da frutto	2,32	0,01%		
Zone boscate	5.414,07	31,46%	4.456,05	25,90%
Praterie	861,46	5,01%	189,24	1,10%
Cespuglieti ed	660,30	3,84%	704,64	4,09%

⁶⁵ Fonte: Elettricità Futura – «Audizione Commissione X – Attività produttive, commercio e turismo» Camera dei Deputati, maggio 2021.

⁶⁶ 1,05 Ha/MWp

arbusteti				
Aree a vegetazione sclerofilla	133,55	0,78%	79,91	0,46%
Altre zone aperte con vegetazione rada o assente	43,31	0,25%	712,16	4,14%
Spiagge, sabbia nuda e dune con vegetazione erbacea psammofila	12,67	0,07%	8,31	0,05%
Zone umide	16,85	0,10%	7,41	0,04%
Corsi e corpi d'acqua	257,36	1,50%	257,18	1,49%

Fonte: Arsiad

Considerando tipologie di colture per cui l'Agri-PV è adatto, la superficie utile a disposizione è stimabile in circa 8.000 km² (800.000 ettari). Considerando un'occupazione come da tabella precedente, si ricava che il potenziale teorico da Agri-PV è pari a circa 266 GWp. Considerando verosimile un utilizzo dell'1% della superficie disponibile, circa 80 km², **il potenziale da agri-PV è stimabile in circa 2,4 - 2,6 GWp**, assumendo una producibilità di almeno 2000 ore equivalenti annue possiamo stimare una produzione di circa **4.800 - 5.200 GWh** annui. Nell'ipotesi di potenziamento dell'agri-PV come strumento di forte sviluppo delle aziende agricole, l'utilizzo fortemente auspicabile del 3% della superficie disponibile porterebbe a circa 7,8 GWp di nuova capacità installabile, ovvero a circa 15.600 GWh/anno. Convenzionalmente si riterrà l'incremento della superficie utilizzabile dall'1% fino al 3% una "forchetta" potenziale aggiuntiva e possibile; tuttavia, **non** sarà considerato negli scenari esposti della Parte 2 del presente aggiornamento di Piano dove, comunque, anche la quota minima garantisce il raggiungimento degli obiettivi.

Inoltre, va considerata potenzialmente disponibile per la produzione fotovoltaica anche parte delle superfici attualmente dedicate a **colture protette a serra**. Sempre considerando le stime di ARSIAD, queste superfici utili si attestano intorno ai 650 ettari (anno 2019). In tal caso la densità di superficie per MWp si attesta intorno ai 13 ettari, mentre la producibilità media è pari a circa 1386 ore annue.

Infine, vanno considerate superfici relative a **terreni industriali/marginali/da bonificare**, secondo le ultime stime tali superfici equivalgono a circa 4,6 km². Potenzialmente tali aree dovrebbero essere utilizzate al meglio della tecnologia attuale, quindi almeno 1 ettaro a MWp con producibilità di circa 2000 ore equivalenti anno.

Pertanto, il potenziale tecnico-economico complessivo di produzione di energia raggiungibile al 2050 da **fotovoltaico** con tecnologie attuali è pari a **circa 25.000 GWh/anno** considerando circa **15 GWp** di capacità installata (si veda Tabella seguente).

Tabella 1.23 Potenziale tecnico-economico da fotovoltaico

	Superficie utile	Potenza nominale installabile	Energia lorda prodotta	
	km ²	GWp	GWh/anno	ktep/anno
Su coperture di edifici residenziali ⁶⁷	44,50	7,56	10478,16	900,91
Su coperture di edifici commerciali e industriali ⁶⁸	8,80	1,76	3520,00	302,65
In aree industriali/marginali/da bonificare ⁶⁹	3,50	0,30	600,00	51,59
Su terreni agricoli non Agri-PV ⁷⁰	26,40	2,50	5000,00	429,90
Sistemi fotovoltaici in agricoltura su colture a serra ⁷¹	6,80	0,52	720,72	61,97
Agri-Voltaico ⁷²	80,00	2,40	4800,00	412,70
Totale	170,00	15,04	25.118,88	2.159,72

1.5.3. FER C -Solare termico

Quasi la totalità delle opportunità di diffusione della tecnologia solare termica ricade nel settore dell'edilizia residenziale ed in particolare nella produzione di acqua calda sanitaria. Per questo motivo, il potenziale tecnico è valutato sulla base del numero totale di famiglie residenti nella regione, pari a 2.632.738.

Supponendo che per un'abitazione familiare siano necessari 2,5 m² di solare termico per soddisfare il fabbisogno di acqua calda sanitaria complessivo, il potenziale tecnico è pari a 6.581.845 m² di pannelli.

A fronte di tale potenziale tecnico, anche l'applicazione del solare termico risulta più semplice per gli edifici di ridotte dimensioni. Adottando a riferimento i 415.000 edifici a 1-2 piani considerati in precedenza per il fotovoltaico, si ottiene un potenziale tecnico-economico di 1.800.000 m² di pannelli installati, da cui una produzione di energia annua di oltre 100 ktep.

Estendendo la valutazione anche agli edifici di taglia maggiore a destinazione d'uso residenziale ed agli edifici del terziario in particolare scuole dell'infanzia e strutture sociosanitarie, per le quali il fabbisogno di acqua calda sanitaria risulta significativo, il potenziale tecnico-economico complessivo sale a 3.060.000 m² di pannelli per una produzione complessiva di energia termica pari a **170 ktep /anno**.

⁶⁷ 170 w/m², 1386 ore annue

⁶⁸ 200 w/m², 2000 ore annue

⁶⁹ 3,33ha/MWp, 2000 ore annue

⁷⁰ 1,05 ha/MWp, 1548 ore annue come da PAUR agosto 202

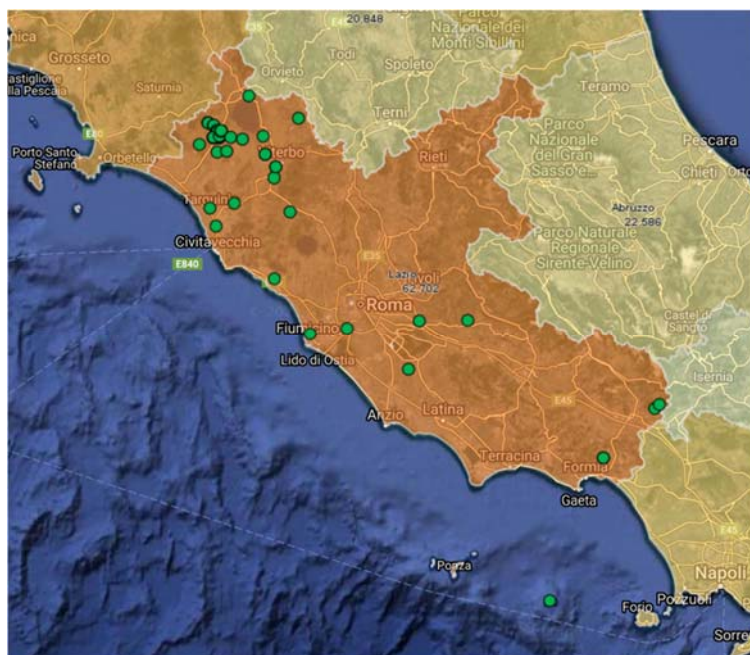
⁷¹ 13 ha/MWp, 1386 ore annue

⁷² 3ha/MWp, 2000 ore annue

I.5.4. FER E - Energia eolica

Nel Lazio l'energia eolica ha avuto nel 2019 un peso pari al 1% della produzione elettrica totale e al 4% da FER (cfr. § 1.3.5), a fronte di una potenza installata di eolico onshore (ovvero nel territorio) nel 2019 di circa 71,9 MW, suddivisa in 49 impianti per lo più nella provincia di Viterbo (38 impianti), come mostrato nella figura sottostante.

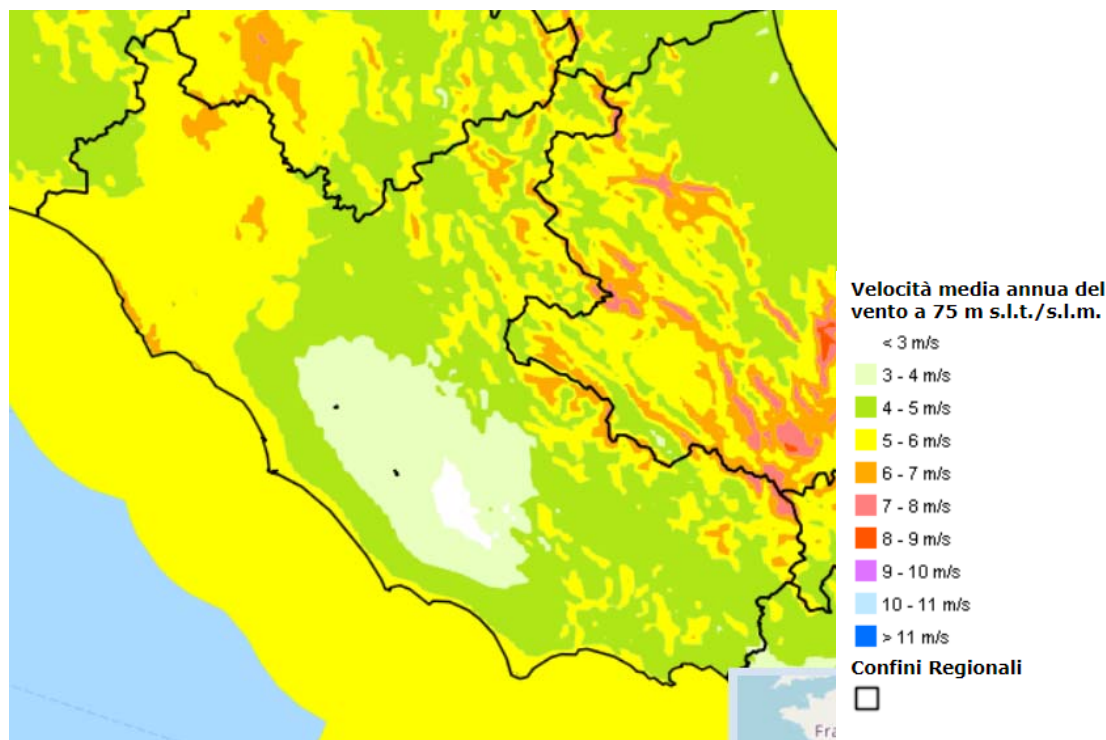
Figura I.52 - Impianti eolici installati nel Lazio al 2019. Fonte GSE Atclimpianti



Per quanto riguarda il potenziale tecnico del Lazio, l'ANEV ha stimato a 750 MW il valore di potenza eolica onshore installabile. Nell'ipotesi di 1.750 ore annue equivalenti di producibilità, si otterrebbe quindi una produzione di energia elettrica pari a circa 1,58 TWh, con 267,49 kWh/abitante, occupando il 0,00136% del territorio. Sebbene il potenziale tecnico economico per il settore eolico onshore possa essere pari a 750 MW installati, in questo Piano si è voluta formulare una ipotesi più conservativa che comunque sviluppa un potenziale sufficiente a raggiungere gli obiettivi di scenario. In primo luogo, il potenziale eolico del Lazio è stato valutato facendo riferimento all'Atlante Eolico Interattivo prodotto da RSE nell'ambito della Ricerca di Sistema⁷³, e guardando alla somma delle producibilità specifiche delle celle elementari, ricadenti nel territorio regionale, con maggior stime di velocità media annua e producibilità specifica a 75 m di altezza maggiori a 1.500 MWh/MW (vedi figura sottostante). Si privilegiano in questo modo le aree con una maggior producibilità, tralasciando quelle che potrebbero portare a rese energetiche medio-basse.

⁷³ RSE, ATLAEOLICO, Accessibile a : <http://atlanteolico.rse-web.it/>.

Figura I.53 Velocità media annua del vento a 75m s.l.t. / s.l.m. – Lazio. Fonte: RSE



Per poter passare da stime di potenzialità a valori di producibilità sostenibili, è poi necessario sottrarre tutte le aree potenzialmente utili ma che sono interessate, a vari titoli, da vincoli. Per quanto riguarda i vincoli territoriali, ferma restando la competenza regionale in materia di identificazione delle aree non idonee, come previsto dalle Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, è opportuno escludere nelle scelte le seguenti aree: aree urbanizzate, parchi nazionali e regionali, zone di protezione speciale (ZPS), istituite in ottemperanza della direttiva 79/409/CEE (nota come “Direttiva uccelli”) e finalizzate al mantenimento di idonei habitat per la conservazione delle popolazioni di uccelli selvatici migratori, le aree appenniniche al di sopra dei 1.200 metri.

Sulla base di tali assunzioni si può prevedere nel Lazio un potenziale tecnico-economico per **eolico onshore** caratterizzato da una potenza installata di **140 MW** e una producibilità elettrica di circa **245 GWh**. Tale potenziale sarà principalmente dovuto al repowering delle installazioni attuali.

In considerazione del tendenziale abbassamento dei costi della tecnologia, nel lungo periodo è ipotizzabile anche l'installazione di impianti di eolico offshore ovvero installati in mare.

Si tratta, almeno allo stato attuale della tecnologia, di impianti generalmente di grande potenza posizionati in mare aperto e connessi alla rete, in grado di sfruttare regimi ventosi relativamente più intensi a causa della minore rugosità superficiale e della mancanza di ostacoli frapposti tra le correnti d'aria e l'installazione eolica. Questo permette di disporre potenzialmente di un numero di ore equivalenti annue (kWh/kW) superiore rispetto alle installazioni eoliche onshore: con questo genere di impianti si stima una produzione di energia del 25% in più per ogni turbina rispetto agli impianti su terra ferma.

La tendenza delle installazioni eoliche future è quella di concentrare in pochi aerogeneratori di grande potenza la potenza complessiva per ridurre i costi degli ancoraggi e delle infrastrutture di cablaggio e di

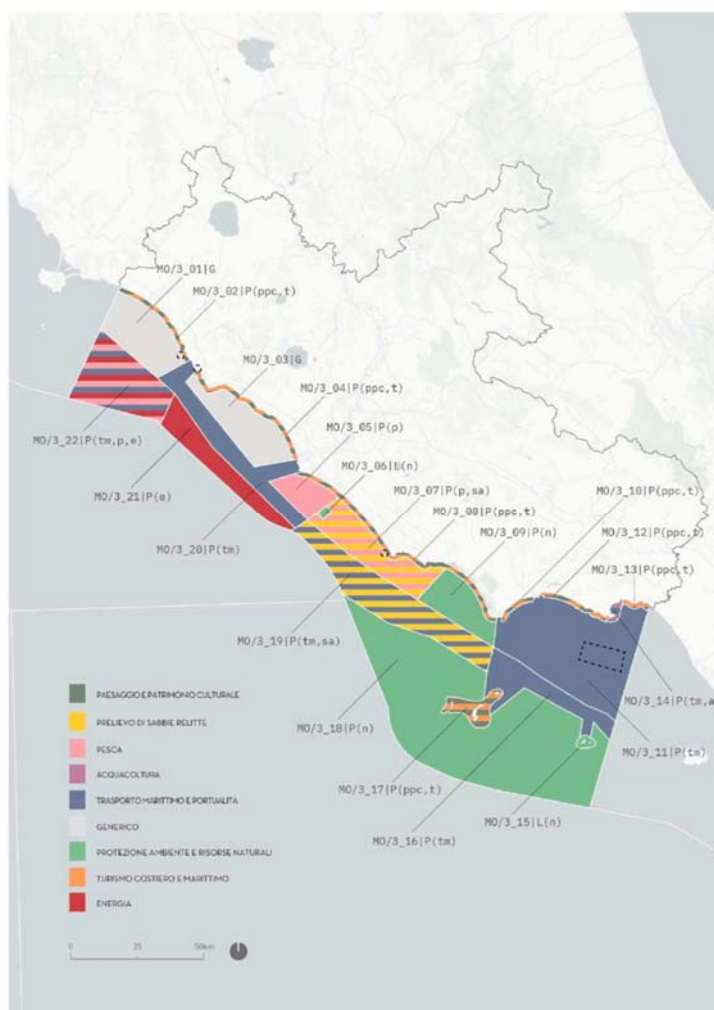
interconnessione. Le turbine eoliche offshore disponibili in commercio sono attualmente progettate per velocità del vento di più di 6 m/s. Le strutture attualmente disponibili per la realizzazione degli impianti sono limitate alla profondità massima di 40-50m. Infatti, attualmente non esistono impianti offshore nel Mediterraneo proprio per l'elevata profondità delle acque, anche se numerosi progetti sono nella fase istruttoria di approvazione e diverse strutture galleggianti sono in fase di sperimentazione.

L'eolico offshore galleggiante è una tecnologia in rapida maturazione che potrebbe sfruttare risorse eoliche non sfruttate situate in regioni con profondità d'acqua superiore a 50-60 m, dove i tradizionali impianti eolici offshore a fondo fisso non sono economicamente attraenti. L'industria sta adattando varie tecnologie di fondazioni galleggianti che sono già state provate nel settore del petrolio e del gas, anche se sono ancora necessarie delle modifiche al progetto.

Ipotizzando il successo di tali sperimentazioni e un abbassamento dei costi tale da rendere competitiva tale tecnologia, nel medio-lungo periodo (2030-2050), viene a concretizzarsi l'ipotesi di installare un impianto eolico offshore di medie dimensioni, ad esempio, nel tratto di mare nel nord del Lazio coerentemente con i livelli di producibilità specifica a 150 m slm, per aree con velocità media del vento maggiori di 6 m/s, dati da Global Wind Atlas⁷⁴. Inoltre, in linea con la Deliberazione della Regione Lazio n. 710 del 26 ottobre 2021 (vedi Figura 1.55), che individua degli obiettivi specifici per lo sviluppo dello spazio marittimo a tutela dell'ecosistema ambientale, ed in particolare per dare nuovo impulso funzionale al porto di Civitavecchia, il presente piano valuta la possibilità di installazione di un parco eolico galleggiante a largo della costa di Civitavecchia con capacità di circa 1 GW attraverso step successivi.

⁷⁴ Accessibile a: <https://globalwindatlas.info>

Figura I.54 Proposte operative per la redazione dei piani dello spazio marittimo, Fonte: DGR n. 710 del 26 ottobre 2021



Il progetto preliminare⁷⁵ prevede l'installazione iniziale di 270 MW, con 27 pale eoliche alte circa 165 metri, con diametro del rotore di circa 250 m e posizionate a circa 20-30 km dalla costa in uno spazio marittimo di circa 25 kmq. Questo primo nucleo impiegherebbe fino a 540 addetti complessivi, per tutte le fasi di sviluppo e l'indotto, che può essere ampliato fino a 1 GW per complessivi mille posti di lavoro. Un progetto i cui costi, in base alle prime stime riportate, potrebbero essere coperti almeno per il 20% dai fondi del PNRR. L'analisi preliminare ha preso in considerazione tutte le condizioni necessarie alla realizzazione del progetto, come la risorsa eolica disponibile, le caratteristiche batimetriche e morfologiche del fondale marino, la compatibilità con il contesto, l'interazione con attività umane e con infrastrutture esistenti. Inoltre, secondo Terna, ci sono adeguate condizioni tecnologiche per poterlo collegare alla rete di trasmissione nazionale. Il layout adottato ottimizza la producibilità (circa 935 GWh/anno) garantendo minime perdite di scia (circa 4%) ed elevati rendimenti energetici (circa 3500 ore anno).

Pertanto, si ipotizza una produzione da eolico offshore di 3500 GWh/anno a completamento dell'installazione di 1 GW.

⁷⁵ Accessibile a: <https://www.regione.lazio.it/notizie/Energia-Lombardi-a-Civitavecchia-il-primo-distretto-rinnovabili-del-Lazio>

In conclusione, la stima preliminare per il potenziale tecnico-economico derivante da energia eolica è in totale al **2050** pari ad una potenza installata di circa **1.14 GW**, per una produzione di energia elettrica di circa **3745 GWh/anno** (vedi tabella sottostante)

Tabella I. 24 Potenziale tecnico-economico di energia eolica nel Lazio al 2050

Tipologia di impianto	Potenza nominale installabile	Energia lorda prodotta	
	GW	GWh/anno	ktep/anno
Eolico onshore*	0,14	245	21,07
Eolico offshore**	1	3.500	300,93
Totale	1,14	3745	322,00

* producibilità pari a 1750 ore/anno, ** producibilità pari a 3500 ore/anno

1.5.5. Energia idroelettrica

Come evidenziato nel precedente paragrafo (cfr. § 1.3.5), nel Lazio l'energia idroelettrica ha avuto nel 2019 un peso pari al 29% della produzione elettrica da FER⁷⁶. Nella seguente tabella si elencano i principali impianti idroelettrici nel Lazio (concessioni idroelettriche di grandi derivazioni – impianti di potenza nominale ≥ 3.000 kW).

Tabella I.25 Elenco delle principali concessioni idroelettriche di grandi derivazioni nel Lazio

COMUNE	INTESTATARIO	POTENZA (kW)
PONTECORVO	ENEL PRODUZIONE S.p.A.	19.500
SAN BIAGIO SARACINISCO	ENEL PRODUZIONE S.p.A.	3.100
PICINISCO	CENTRALE GROTTA CAMPAGNARO ENEL PRODUZIONE S.p.A.	16.446
ARCE/SAN GIOVANNI INCARICO	ENEL PRODUZIONE S.p.A.	15.423
FONTANA LIRI	CENTRALE ANITRELLA ENEL GREEN POWER	3.554,52
FONTANA LIRI	ENEL GREEN POWER	7.341
FRASSO SABINO	CENTRALE SALISANO ACEA ATO 2	28.406,5
CITTADUCALE	CENTRALE COTILIA ERG HYDRO s.r.l.	4.856
POSTA	CENTRALE SIGILIO ERG HYDRO s.r.l.	3.120
FARA SABINA/MONTEPOLI IN SABINA	ENEL GREEN POWER	11.852
SUBIACO	ENEL GREEN POWER	6.026,2

⁷⁶ Rispettivamente 24% per impianti > 10 MW, 6% per impianti tra 1 e 10 MW e 2% per impianti < 1 MW

TREVI NEL LAZIO	ENEL PRODUZIONE S.p.A.	11.717
CASTEL MADAMA/TIVOLI	CENTRALE ARCI ENEL GREEN POWER	36.302,2
NAZZANO/ROMA	ENEL GREEN POWER	24.179,4
ANTICOLI CORRADO	ACEA S.p.A.	5.323,75
VICOVARO	ACEA S.p.A.	6.877,18

Fonte: Regione Lazio

Coerentemente con lo scenario di riferimento nazionale (cfr. § 2.1), non saranno presi in considerazione impianti di grossa taglia (>10 MW), in quanto ormai quasi completamente sfruttato il relativo potenziale. Di seguito si farà riferimento al cosiddetto “piccolo idroelettrico” o “idroelettrico minore”, cioè impianti caratterizzati da una potenza installata ridotta, con strutture di dimensioni di gran lunga minori rispetto ad una tradizionale diga e, di conseguenza, un basso impatto paesaggistico⁷⁷.

Per il **mini-idroelettrico** uno studio approfondito delle potenzialità idroelettriche italiane è quello che ha portato alla redazione della Carta Nazionale del potenziale della Mini-Idraulica, realizzata da ENEA attraverso l'utilizzo di software (ESRI ArcInfo) e di tutti i dati provenienti dall'Unione Europea (Programma THERMIE 1999-2000). I dati forniti indicano che, tra nuove installazioni e recupero di vecchi impianti dismessi, esistono almeno 921 siti ritenuti convenienti (456 in aree urbane o suburbane), che permetterebbero una produzione di energia complessiva di circa 1,9 TWh/anno. Per il Lazio, si stimano 17 siti per una potenza di **4.433 kW** e una energia prodotta di **21 GWh/anno**. Una interessante prospettiva deriva dall'applicazione del **pico-idroelettrico** all'interno degli acquedotti potabili. Infatti, in questi casi l'acqua arriva all'utenza con una pressione eccessiva e, per essere utilizzata preservando il sistema delle condutture, gran parte della sua energia idraulica deve essere dissipata mediante delle valvole di riduzione della pressione. Tale energia può essere trasformata in energia elettrica, inserendo nella condotta una turbina idraulica con generatore elettrico. Le potenze raggiungibili sono in funzione della combinazione salto-portata con un *range* molto ampio che va dai 5 agli 800 kW per i grandi salti alpini. Nel Lazio è stato effettuato uno studio per l'acquedotto di Formia, prevedendo un impianto da 30 kW di potenza complessiva, ad un costo di 20.000 euro. I tempi di ritorno dell'investimento sono ragionevolmente brevi e il potenziale tecnico-economico significativo, ma la fattibilità su scala regionale dell'applicazione di tale soluzione dovrà essere valutata caso per caso. Pertanto, a fronte di una potenza installata nel 2019 di circa 408 MW (cfr. § 1.3.5), considerando il numero di impianti di mini e micro-idroelettrico⁷⁸ censiti dal GSE ammessi ad incentivo ma non ancora in esercizio (cfr. Allegato I.5) ed il *repowering* degli impianti ad oggi in esercizio e prossimi al termine della loro vita economica, **si può stimare in 430 MW il potenziale tecnico economico idraulico nel Lazio (+22 MW)**.

⁷⁷ Come noto, gli impianti sfruttano l'energia potenziale meccanica contenuta in una portata di acqua, disponibile ad una certa quota rispetto al livello delle turbine. In base a salto e portata disponibili si installano turbine differenti:

- Pelton: per notevole salto e modesta portata.
- Francis: per valori medi di salto e portata.
- Kaplan: per basso salto e consistente portata.

⁷⁸ In funzione della potenza installata, si definisce comunemente:

pico- idroelettrico: potenza inferiore ai 5 kW.

micro-idroelettrico: potenza minore di 100 kW.

mini- idroelettrico: potenza installata da 100 a 1.000 kW.

I.5.6 Bioenergie

I.5.6.1 Metodologia per il calcolo del potenziale delle biomasse residuali e disponibilità reale

La metodologia⁷⁹ tende a stabilire la disponibilità di biomasse per impieghi energetici al netto degli impieghi attuali (riscaldamento, impiego quali materie seconde, impiego in impianti energetici etc).



A partire dalla valutazione di tale disponibilità di biomasse residuali, si forniranno quindi alcune ipotesi preliminari per il relativo sfruttamento.

I.5.6.2 Il potenziale delle biomasse nel Lazio

Le principali tipologie di biomasse sono relative per il Lazio a: residui agricoli e agroindustriali (paglie, potature, gusci, sanse, vinacce); forestali; residui fermentescibili (liquami suini, bovini, scarti macellazione, frazione organica RU). I dati relativi alla disponibilità potenziale di biomasse sono stati ottenuti dalle stime contenute in:

1. Atlante delle Biomasse⁸⁰ (di seguito Atlante) per quanto inerente i residui agricoli, agroindustriali, forestali e residui fermentescibili ad esclusione della frazione organica da rifiuti urbani.
2. Piano Regionale dei Rifiuti⁸¹ (di seguito Piano), Rapporto Rifiuti ISPRA⁸² (di seguito Rapporto), Determinazione del fabbisogno⁸³ (di seguito Fabbisogni) per quanto inerente alla frazione organica dei rifiuti urbani e alla frazione dei rifiuti inviati in discarica.

⁷⁹ Il potenziale tecnico economico riportato nel presente paragrafo è valutato come somma del potenziale incrementale individuato e la produzione attuale, escludendo future eventuali dismissioni o ridimensionamenti della capacità attualmente in esercizio

⁸⁰ AA.VV. Censimento potenziale energetico biomasse, metodo indagine, atlante Biomasse su WEB-GIS ENEA 2009

⁸¹ Deliberazione di Consiglio Regionale Lazio 05/08/2020, n. 4

⁸² Rapporto Rifiuti 2015 ISPRA.

⁸³ Deliberazione di Giunta Regionale Lazio 24 aprile 2016, n. 199.

Nelle tabelle sottostanti sono riportate i potenziali delle biomasse (solide agricole, fermentescibili, biomasse forestali) disponibili al lordo e al netto degli utilizzi attuali in termini di sostanza secca e potenziale energetico disarticolate a livello provinciale. Per quanto riguarda le biomasse fermentescibili il potenziale è inteso come producibilità di biogas e contestuale potenziale energetico.

Tabella 1.26 - Biomasse solide agricole e industriali

Biomasse solide agricole totali - Potenziale lordo (aggiornamento)				
Province	COD PRO	Totale residui agricoli [ton/anno]	Totale [GJ]	Totale [kTep]
Viterbo	056	217.464	3.914.348	93,49
Rieti	057	66.981	1.205.658	28,80
Roma	058	136.105	2.449.890	58,51
Latina	059	88.928	1.600.708	38,23
Frosinone	060	89.091	1.603.629	38,30
Lazio		598.569	10.774.233	257,34

Fonte: ENEA, Atlante delle biomasse⁸⁴

⁸⁴ Accessibile online a: <http://atlantebiomasse.brindisi.enea.it/atlantebiomasse/>.

Dalle tabelle 1.30-1.32 si evince che il potenziale energetico, al netto delle utilizzazioni, ammonta rispettivamente per le biomasse solide agricole a 156 ktep, per le forestali a 48,02 ktep e per le biomasse fermentescibili a 38.65 ktep.

Tabella 1.27 - Biomasse solide agricole e industriali potenziale netto

Biomasse solide agricole totali - Potenziale al netto utilizzazioni				
Province	COD PRO	Totale residui agricoli [ton/anno]	Totale [GJ]	Totale [kTep]
Viterbo	056	135.371	2.436.683	58
Rieti	057	27.691	498.438	12
Roma	058	71.845	1.293.210	31
Latina	059	62.190	1.119.418	27
Frosinone	060	65.019	1.170.341	28
Lazio		362.116	6.518.090	156

Fonte: ENEA, Atlante delle biomasse

Tabella 1.28 - Biomasse forestali - Potenziale lordo

Biomasse forestali totali – Potenziale lordo				
Province	COD PRO	Totale biomasse forestali [ton/anno]	Totale [GJ]	Totale [kTep]
Viterbo	056	26.109	469.962	11,22
Rieti	057	31.242	562.356	13,43
Roma	058	29.184	525.312	12,55
Latina	059	6.176	111.168	2,66
Frosinone	060	18.978	341.604	8,16
Lazio		111.689	2.010.402	48,02

Fonte: ENEA, Atlante delle biomasse

Tabella 1.29 - Biomasse fermentescibili totali – Potenziale biogas lordo

Biogas (deiezioni allevamenti e scarti macellazione) totali - Potenziale lordo				
Province	COD PRO	Totale biogas [Nm3/anno]	Totale [GJ]	Totale [kTep]
Viterbo	056	11.149.704	209.614	5,01
Rieti	057	9.384.976	176.438	4,21
Roma	058	23.064.868	433.620	10,36
Latina	059	25.516.358	479.708	11,46
Frosinone	060	16.969.313	319.023	7,62
Lazio		86.085.219	1.618.402	38,65

Fonte: ENEA, Atlante delle biomasse

I dati relativi al potenziale di produzione di biogas derivante dalla **frazione organica dei rifiuti urbani** (FORSU), sono aggiornati in funzione della nuova programmazione del ciclo dei rifiuti nella Regione Lazio, definita nel Piano e nell'ultima Determinazione del Fabbisogno⁸⁵.

Nel 2017 la produzione di rifiuti urbani è stata pari a circa 3 milioni di tonnellate, la raccolta differenziata si è attestata al 45,8%. Secondo la Determinazione del Fabbisogno, sarà raggiunto un obiettivo di raccolta differenziata del 65%. La stima del Piano dei rifiuti prevede una raccolta di RU organico pari a 694.383 t/anno e di verde pari a 106.018 t/anno disarticolata tra le province secondo la tabella 1.33.

Tabella 1.30 - Frazione organica da rifiuti solidi urbani e rifiuto verde - Produzione biogas lordo

Biogas da Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani e Verde				
Province	Rifiuti urbani [ton/anno]	Organico Differenziato [ton/anno]	Verde [ton/anno]	Biogas TOT. [Nm3/anno]
Viterbo	129.673	33.135	5.084	3.401.491
Rieti	67.528	15.772	2.461	1.622.737
Roma	2.320.871	524.685	79.989	53.815.986
Latina	279.404	72.092	11.004	7.395.544
Frosinone	177.947	48.699	7.480	4.999.931
Lazio	2.975.424	694.383	106.018	71.235.689

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Regione Lazio

In relazione alla frazione organica dei rifiuti (umido e verde) la produzione teorica di biogas è di circa 71,2 MNmc equivalente, in termini energetici, ad un potenziale lordo di circa **32 ktep** (tabella 1.34).

Tabella 1.31 - Frazione organica da rifiuti solidi urbani e rifiuto verde - Potenziale biogas lordo

Biogas potenziale da Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani e Verde				
Province	COD PRO	Totale biogas [Nm3/anno]	Totale [GJ]	Totale [kTep]
Viterbo	056	3.401.491	63.948	1,53
Rieti	057	1.622.737	30.507	0,73
Roma	058	53.815.986	1.011.740	24,17
Latina	059	7.395.544	139.036	3,32
Frosinone	060	4.999.931	93.991	2,25
Lazio		71.235.689	1.339.231	32

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Regione Lazio

⁸⁵ Deliberazione di Giunta Regionale Lazio 24 aprile 2016, n. 199

Riguardo il potenziale del biogas da discarica, la produzione è funzionale alla quantità di rifiuti portati a smaltimento: secondo le ipotesi contenute nella Determinazione del Fabbisogno il totale dei rifiuti a smaltimento si ridurrà da 1.110,02 kt/anno (2016) a circa 636,34 kt/anno (2026). Il potenziale di biogas è stimato su un valore medio di rifiuti a smaltimento di 816 kt/anno pari ad un potenziale di **18,33** ktep/anno (tabelle I.35-I.36).

Tabella I.32 Residui del trattamento da avviare a smaltimento

	Frosinone [t/a]	Latina [t/a]	Rieti [t/a]	Città Metropolitana [t/a]	Viterbo [t/a]	Roma Capitale [t/a]	Regione [t/a]
2016	68.687	80.462	29.750	282.200	58.175	590.750	1.110.024
2017	64.102	75.091	27.937	264.231	47.619	554.548	1.033.528
2018	59.602	69.819	26.158	246.592	44.275	519.012	965.458
2019	55.186	64.645	24.412	229.281	40.994	484.129	898.647
2020	50.850	59.570	22.472	210.168	37.397	449.894	830.351
2021	46.598	54.583	21.016	195.618	34.615	416.295	768.725
2022	44.715	51.490	20.224	189.307	33.333	390.400	729.469
2023	43.230	49.780	19.648	183.502	32.226	368.800	697.186
2024	41.745	48.070	19.072	177.697	31.119	347.200	664.903
2025	40.260	46.360	18.496	171.892	30.012	340.000	647.020
2026	38.775	44.650	17.920	166.087	28.905	340.000	636.337
Media 2016/26	50.341	58.593	22.464	210.598	38.061	436.457	816.513
Totale 2016-26	553.750	644.520	247.105	2.316.575	418.670	4.801.028	8.981.648

Fonte: Regione Lazio, Determinazione del Fabbisogno – Tabella D 2° ipotesi

Tabella I.33 - Residui a smaltimento - Potenziale biogas lordo

Biogas potenziale da discarica				
Province	COD PRO	Totale biogas [Nm3/anno]	Totale [GJ]	Totale [kTep]
Viterbo	056	1.903.045	35.777	0,85
Rieti	057	1.123.205	21.116	0,50
Roma	058	32.352.741	608.232	14,53
Latina	059	2.929.636	55.077	1,32
Frosinone	060	2.517.045	47.320	1,13
Lazio		40.825.673	767.523	18,33

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Regione Lazio

1.5.6.3 Stima dei consumi attuali

Nell'ambito della programmazione energetica, intesa nel senso più generale dell'ottimizzazione delle risorse, occorre avere una stima della reale disponibilità, atteso che alcune biomasse hanno già un impiego. Tra gli impieghi attuali vi è l'uso negli attuali impianti a biomasse in esercizio.

La tabella 1.37 riporta la stima della producibilità elettrica degli impianti a fonti rinnovabili.

Tabella 1.34 Producibilità impianti a fonti rinnovabili

Producibilità [h/anno] stimati da Rapporto GSE e Terna su impianti esistenti	
Biomasse solide	6.115
Biomasse liquide	3.371
Biogas	5.743

Fonte: Elaborazione ENEA su dati GSE e TERNA

La tabella 1.38 riporta gli impianti installati a biomasse a fine 2014: di tali impianti sono stati stimati, in funzione della producibilità elettrica, i consumi primari delle rispettive biomasse, avendo contestualmente ipotizzato una efficienza media di trasformazione pari a 25% per impianti a biomasse solide, 35% per impianti a biogas e 40% per impianti a bioliquidi.

Tabella 1.35 Consumi primari impianti a bioenergie installati al 2014

Impianti in esercizio 2014 Bioenergie					
PROVINCIA	Tipologia	Potenza [MW]	Energia prodotta [MWh]	Biocombustibile impiegato [GWh]	Biocombustibile impiegato [ktep]
FROSINONE	Biogas	1,67	9.539	27,25	2,34
LATINA	Biogas	7,539	43.060	123,03	10,58
RIETI	Biogas	1,329	7.591	21,69	1,87
ROMA	Biogas	4,79	27.359	78,17	6,72
VITERBO	Biogas	6,23	35.584	101,67	8,74
LAZIO	Biogas	21,558	123.132	351,81	30,26
FROSINONE	Bioliquidi	23,33	78.645	196,61	16,91
LATINA	Bioliquidi	10,05	33.879	84,70	7,28
RIETI	Bioliquidi	1,97	6.641	16,60	1,43
ROMA	Bioliquidi	9,83	33.137	82,84	7,12
VITERBO	Bioliquidi	0,7	2.360	5,90	0,51
LAZIO	Bioliquidi	45,88	154.700	13,30	33,25
RIETI	Biomasse	1,104	6.751	27,00	2,32
FROSINONE	Biomasse	12,6	77.049	308,20	26,50
ROMA	Biomasse	0,75	4.586	18,35	1,58
LAZIO	Biomasse	14,45	88.400	7,60	30,40
FROSINONE	Gas da discarica	3,33	19.035	54,38	4,68

LATINA	Gas da discarica	3,17	18.285	52,24	4,49
ROMA	Gas da discarica	19,19	110.689	316,25	27,20
VITERBO	Gas da discarica	1,9	10.959	31,31	2,69
LAZIO	Gas da discarica	27,59	158.968	454,19	39,06

Fonte: Elaborazione ENEA su dati GSE e TERNA

Per la **frazione organica dei rifiuti**, il Rapporto Rifiuti attesta al 2017 una raccolta differenziata media per la Regione Lazio pari al 45,8%, per un quantitativo di organico e verde pari a circa 384 kt/anno.

La capacità di trattamento dell'impiantistica di compostaggio attuale nella regione Lazio somma a circa **327 kt/a**. Si stima, pertanto, che un quantitativo di 327 kt di frazione organica impiegata nei processi attuali di smaltimento, non possa essere impiegata utilmente a trasformazione in biogas. La tabella 1.39 riporta, con disarticolazione provinciale, la capacità degli impianti di trattamento della frazione organica e conseguente riduzione del potenziale di biogas da frazione organica. La stima della frazione di biogas "indisponibile" (i.e. in quanto afferente a FORSU già inviata a compostaggio) è pari a 13,09 ktep.

Tabella 1.36 - Frazione organica a trattamento in impianti esistenti – Potenziale indisponibile

Frazione organica rifiuti urbani (Umido e verde) capacità impianti trattamento in esercizio 2014				
COD.	Capacità[t/anno]	Produzione biogas indisponibile		
		[Nmc/anno]		[ktep/anno]
FROSINONE	35.000	3.115.000		1,40
LATINA	186.000	16.554.000		7,43
RIETI	0	0		0,00
ROMA	96.500	8.588.500		3,86
VITERBO	10.000	890.000		0,40
LAZIO	327.500	29.147.500		13,09

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Regione Lazio

La Regione Lazio ha riformulato con la Determinazione del Fabbisogno la pianificazione degli impianti di trattamento rifiuti sulla base dei risultati perseguiti al 2014, concludendo che l'attuale dotazione impiantistica risulta sufficiente in termini di capacità a soddisfare le necessità di trattamento ad eccezione delle volumetrie per lo smaltimento. Altresì la maggiore capacità in termini di trattamento della frazione organica derivante dalla raccolta differenziata dovrà essere svolta da riconversione degli attuali impianti, in particolare gli impianti di trattamento meccanico-biologico (TMB) come riportato nelle conclusioni della Determinazione del Fabbisogno: "Per entrambi gli scenari ipotizzati si è evidenziato che gli impianti di trattamento TMB sono già dal 2016 sufficienti per le esigenze di trattamento del rifiuto urbano indifferenziato della Regione. Pertanto, non è necessario pianificare nuovi impianti oltre quelli esistenti. Anzi, si può ipotizzare una possibile riconversione parziale e progressiva negli impianti TMB esistenti in modo che la parte utilizzata per il trattamento biologico del residuo organico della separazione del rifiuto indifferenziato possa essere utilizzato per il trattamento della frazione organica da raccolta differenziata. Tale modifica può essere introdotta in sede di rinnovo, riesame o modifica degli impianti."

Pertanto, in considerazione della possibilità che a parità di capacità di trattamento possano essere necessari interventi di *revamping* sia per motivi di obsolescenza tecnologica che di riconversione, ai fini di una valutazione del potenziale energetico da FORSU “disponibile” (i.e. produzione di biogas da FORSU al netto di quella già trattata negli impianti di compostaggio), nel prosieguo (cfr. § 1.5.6.4) si effettuerà una stima del potenziale di biogas derivante dal trattamento della frazione organica dei rifiuti rimanenti, al netto della frazione organica già trattata.

Riguardo il **potenziale da gas da discarica**, rispetto alle discariche di rifiuti non pericolosi⁸⁶, la quasi totalità dispone di sistemi di captazione del gas per un suo utilizzo energetico. **Si ritiene pertanto che il potenziale rispetto all'esistente sia stato sfruttato** ovvero che si stia sfruttando anche il potenziale immagazzinato nella volumetria. La riduzione dei rifiuti a smaltimento comporterà una riduzione della produzione di energia elettrica. In considerazione di un quantitativo **medio** annuo di rifiuti smaltiti atteso per il periodo 2016-2026 di 816,51 kton/anno, con un potenziale di biogas da discarica pari a 18,33 ktep la produzione si è attestata a 39,06 ktep nel 2014 (tabella 1.38), pertanto la riduzione di produzione di energia elettrica potrà raggiungere gli 80 GWh/anno.

Riguardo il **potenziale forestale**, stante gli impieghi energetici attuali soprattutto ad uso domestico, esso risulta essere abbondantemente superato. In tabella 1.40 si riporta il bilancio forestale secondo quanto riportato nel rapporto⁸⁷.

Tabella 1.37 - Disponibilità biomasse solide forestali nel Lazio

PROVINCIA	Biomasse forestali tot. potenziale		Biomasse forestali tot. Consumi domestici		Totale biomasse solide forestali disponibili	
	Totale biomasse forestali [ton/anno]	Totale [kTep]	Totale consumi domestici [ton/anno]	Totale [kTep]	Totale biomasse forestali [ton/anno]	Totale [kTep]
Viterbo	26.109	11	190.683	81,98	-164.574	-70,75
Rieti	31.242	13	177.493	76,31	-146251	-62,88
Roma	29.184	13	652.387	280,48	-623203	-267,93
Latina	6.176	3	162.351	69,80	-156175	-67,14
Frosinone	18.978	8	288.880	124,20	-269902	-116,04
Lazio	111.689	48,02	1.471.794	632,76	-1360105	-584,74

Fonte: ENEA

L'indagine ISTAT⁸⁸ sui consumi energetici delle famiglie conferma il dato sui consumi di legna da ardere delle biomasse (Tabella 1.41).

⁸⁶ D. Lgs. n. 36/2003 (Discariche) e s.m.i.

⁸⁷ Atlante delle biomasse Rapporto ENEA RDS 2011.

⁸⁸ Indagine sui consumi energetici delle famiglie ISTAT 2013.

Tabella 1.38 - Consumi energetici delle famiglie del Lazio

	LEGNA			PELLETS		
	Famiglie utilizzatrici (per 100 famiglie)	Consumi [t/anno]	Consumi medi [t/anno famiglia]	Famiglie utilizzatrici (per 100 famiglie)	Consumi [t/anno]	Consumi medi [t/anno famiglia]
Lazio	20,0	1.560.395	3,0	1,6	43.042	1,0

Fonte: ISTAT

1.5.6.4 Biomasse disponibili.

Dalle risultanze del precedente paragrafo, si evince che emergono margini di valorizzazione energetica soltanto per le biomasse solide residuali di origine agroindustriale e per la frazione organica derivante dai rifiuti solidi urbani.

Biomasse solide

Sulla base della metodologia precedentemente descritta (cfr. § 1.5.6.1), dall'analisi del potenziale delle biomasse solide agricole e industriali teoricamente utilizzabili a fini energetici (tabella 1.42), nell'ipotesi dell'impiego di residui e reflui prodotti nella regione per alimentare l'attuale parco impianti a biomasse, per differenza si stima nella tabella seguente la disponibilità reale di biomasse agroindustriali pari a circa **125 ktep**.

Tabella 1.39 Biomasse solide disponibili ad un impiego energetico

Province	COD PRO	Biomasse solide agr. tot potenziale		Biomasse solide agr. tot consumi		Biomasse solide agr. disponibili		
		Totale residui agricoli [ton/anno]ss	Totale [kTep]	Totale residui agricoli [ton/anno]ss	Totale [kTep]	Totale residui agricoli [ton/anno]ss	Totale [kTep]	% del potenziale
Viterbo	56	135.371	58	0	0,00	135.371	58,20	100,0%
Rieti	57	27.691	12	5.401	2,32	22.290	9,58	80,5%
Roma	58	71.845	31	3.669	1,58	68.176	29,31	94,9%
Latina	59	62.190	27	0	0,00	62.190	26,74	100,0%
Frosinone	60	65.019	28	61.639	26,50	3.380	1,45	5,2%
Lazio		362.116	156	70.709	30,40	291.407	125,28	80,5%

Biomasse fermentescibili

Le biomasse fermentescibili sono essenzialmente relative ai reflui zootecnici, residui agroindustriali e frazione organica dei rifiuti. In particolare, considerate la stima dell'attuale impiego, le disponibilità risultano limitate, ad eccezione della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU). In relazione alla FORSU, nell'ipotesi che possa essere impiegata per la produzione di biogas⁸⁹ e sulla base della metodologia precedentemente

⁸⁹ Attesi i revamping, che si renderanno necessari, per l'inevitabile obsolescenza tecnologica degli attuali impianti di trattamento dei rifiuti e una previsione di crescita significativa della produzione di FORSU nel Lazio ed in considerazione di "una possibile

descritta (cfr. § 1.5.6.1), dall'analisi del potenziale energetico teorico pari a circa 32 ktep (tabella 1.43), e delle stime di indisponibilità di una porzione equivalente a 13,09 ktep di biogas (tabella sottostante), per differenza si riporta nella tabella seguente il margine di disponibilità reale di biogas da FORSU pari a circa **19 ktep** (equivalente a **366,8 t/anno** di FORSU residua al netto di quella trattata dagli impianti esistenti)⁹⁰

Tabella 1.40 Biogas da rifiuti disponibile ad un impiego energetico

Province	COD PRO	Biogas fo rifiuti potenziale		Biogas fo indisponibile		Totale biogas fo rifiuti disponibile		
		Biogas Totale [Nm3/anno]	Totale [kTep]	Biogas Totale [Nm3/anno]	Totale [kTep]	Biogas Totale [Nm3/anno]	Totale [kTep]	% del potenziale
Viterbo	56	3.401.491	1,53	890.000	0,40	2.511.491	1,13	73,8%
Rieti	57	1.622.737	0,73	0	0,00	1.622.737	0,73	100,0%
Roma	58	53.815.986	24,17	8.588.500	3,86	45.227.486	20,31	84,0%
Latina	59	7.395.544	3,32	16.554.000	7,43	-9.158.456	-4,11	-123,8%
Frosinone	60	4.999.931	2,25	3.115.000	1,40	1.884.931	0,85	37,7%
Lazio		71.235.689	32	29.147.500	13,09	42.088.189	19	59,1%

Fonte: Elaborazione ENEA

1.5.6.5 Possibili impieghi biomasse e contributo al raggiungimento obiettivi Burden sharing

Secondo il PAN (Piano di Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili) ed in considerazione che l'obiettivo nazionale è relativo al consumo lordo finale, ai fini del raggiungimento dell'obiettivo stesso è più conveniente l'uso termico rispetto all'uso elettrico, nel rapporto di circa $0.3 t_{\text{biomtermiche}}/1.2 t_{\text{biomelettriche}}$ per IMWt/IMWe.

Per ottenere i casi limite di impiego e conseguentemente il contributo allo sviluppo di FER elettriche o termiche saranno prese in considerazione le seguenti ipotesi.

Biomasse solide

Come indicato nel precedente paragrafo le **biomasse solide** effettivamente disponibili sono essenzialmente relative ai residui agricoli e agroindustriali. Riguardo la possibilità di impiego sono essenzialmente lignocellulosiche, quindi abili all'impiego per trasformazioni termochimiche e, più in generale, per l'utilizzo in processi di natura termica (combustione, gassificazione e pirolisi). Riguardo il campo e la taglia d'impiego esse possono essere impiegate per la produzione di calore (caldo/freddo), di energia elettrica o di co e tri-generazione in un ampio range di potenze:

- **Generazione di solo calore:** tutte le biomasse disponibili sono impiegate per produzione di calore. Nella ipotesi di sistemi di generazione aventi un rendimento pari a 85% (eta 0.85) si avrebbero circa 100 ktep di calore per un contributo di 106 ktep alle FER-C.

riconversione parziale e progressiva negli impianti TMB esistenti in modo che la parte utilizzata per il trattamento biologico del residuo organico della separazione del rifiuto indifferenziato possa essere utilizzato per il trattamento della frazione organica da raccolta differenziata" (DGR 24 aprile 2016, n.199).

⁹⁰ Si rileva che tale stima del quantitativo di FORSU residua (**366,8 t/anno**) è assolutamente in linea e rientra nell'intervallo di valori (**324.323 – 442.172 t/anno**) indicati dal MATTM per dimensionare "il fabbisogno residuo di impianti di trattamento della FORSU raccolta in maniera differenziata" (cfr. Tav. B All. III del DPCM 7/3/2016)

- **Generazione di sola energia elettrica:** tutte le biomasse disponibili sono impiegate per la produzione di energia elettrica. Nella ipotesi di sistemi di generazione aventi un rendimento pari a 23% (eta 0.23) si avrebbero circa 28,9 ktep di energia elettrica, per un contributo di 28,9 ktep alle Fer-E.
- **Generazione di energia elettrica e calore:** tutte le biomasse disponibili sono impiegate per la produzione di energia elettrica e calore. Nella ipotesi di sistemi di generazione aventi un rendimento elettrico pari a 20% (eta 0.20) e termico pari al 60% si avrebbero circa 25 ktep di contributo alle FER-E e circa 75 ktep alle FER-C.

Biomasse fermentescibili

Le biomasse fermentescibili sono essenzialmente relative ai reflui zootecnici, residui agroindustriali e frazione organica dei rifiuti. In particolare, considerate la stima dell'attuale impiego, le disponibilità risultano limitate, ad eccezione della frazione organica (tabella I.44). Riguardo la possibilità di impiego, sono essenzialmente abili all'impiego per trasformazioni biologiche di fermentazione anaerobica, quindi per la produzione di biogas. Riguardo il campo e la taglia d'impiego esse possono essere impiegate per la produzione di energia elettrica e/o di co e tri-generazione in un ampio range di potenze e produzione di biometano.

- **Generazione di sola energia elettrica:** tutte le biomasse fermentescibili disponibili sono impiegate per la produzione di energia elettrica. Nella ipotesi di sistemi di generazione aventi un rendimento pari a 35% (eta 0.35) si avrebbero circa 6,6 ktep di contributo alle FER-E.
- **Generazione di energia elettrica e calore:** tutte le biomasse disponibili sono impiegate per la produzione di energia elettrica e calore. Nella ipotesi di sistemi di generazione aventi un rendimento elettrico pari a 35% (eta 0.35) e termico pari al 50%, si avrebbero circa 6,6 ktep di contributo alle FER-E e circa un contributo di 9,4 ktep alle FER-C.
- **Generazione di biometano:** tutte le biomasse disponibili sono impiegate per la produzione di biometano. Nella ipotesi di sistemi di generazione aventi una perdita del 10%, si avrebbero circa 17 ktep di produzione di biometano.

Tabella I.41- Sviluppo regionale Fer-E C al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento

Sviluppo regionale Fer-E C al 2020 rispetto all'anno iniziale di riferimento					Contributo Biomasse Limite		
	Consumi anno iniziale riferimento [ktep]	Consumi 2020 [ktep]	Incremento [ktep]	Incremento [%]	EE [ktep]	ET [ktep]	EE+ET [ktep]
FER E					35,5	106	31,6
FER C					0	6,6	84,4
FER E+C					35,5	112,6	116

Fonte: Elaborazione ENEA (la tabella di cui sopra non contiene i dati di riferimento)

I.5.6.6 Ipotesi di sfruttamento delle biomasse residuali.

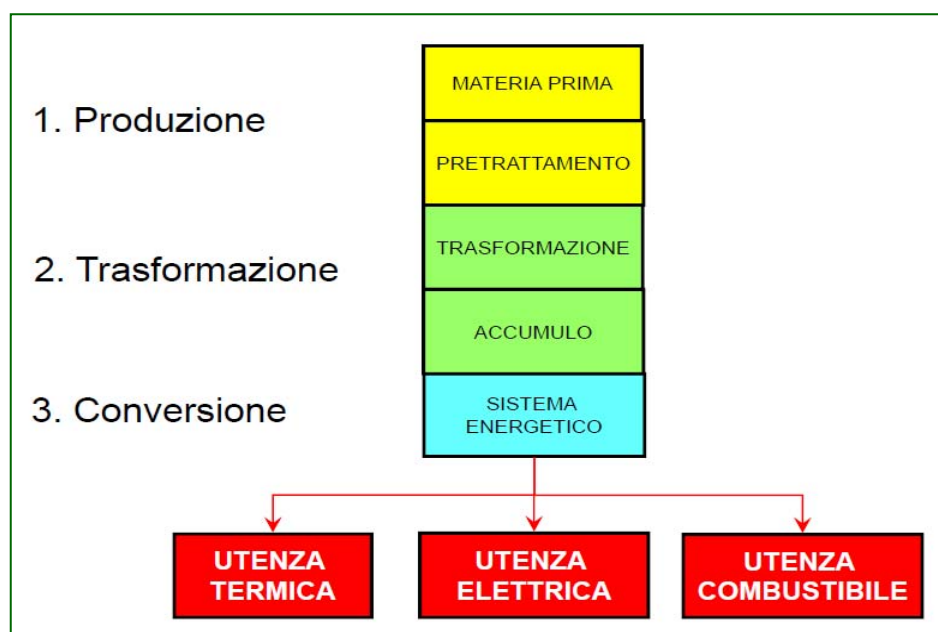
Lo sfruttamento a fini energetici delle biomasse residuali può seguire differenti modi: per le lignocellulosiche si ipotizza una trasformazione termochimica (pirolisi, combustione e gassificazione) per la produzione di energia elettrica e calore, mentre per le fermentescibili si ipotizza l'uso in impianti di fermentazione anaerobica.

Si valutano di seguito quattro ipotesi, che fanno riferimento al modo (solo energia elettrica; solo calore; cogenerazione, trigenerazione, biometano) e taglia degli impianti dedicati alla trasformazione:

1. Ipotesi “produzione centralizzata grande scala”: produzione di energia elettrica mediante co-combustione in grandi impianti;
2. Ipotesi “produzione distribuita media scala”: produzione di energia elettrica distribuita mediante combustione e/o gassificazione in impianti di media taglia 1-20 MWe;
3. Ipotesi “produzione distribuita micro scala”: produzione di energia distribuiti elettrica e calore con impianti di piccola generazione 50-1.000 kW_e;
4. Ipotesi “mista” rispetto alle precedenti.

In generale le fonti rinnovabili, tra cui le biomasse, sono caratterizzate dall’essere distribuite in maniera più o meno omogenea sul territorio, pertanto il loro utilizzo prevede sempre una un processo preliminare che vede la raccolta, pretrattamento, stoccaggio e trasporto verso l’utente secondo il seguente schema a blocchi di Figura 1.56.

Figura 1.55 Schema a blocchi impianto a bioenergie



L’impiego di scenari distribuiti risponde pienamente al carattere distribuito delle biomasse, pertanto, di norma il fabbisogno di materiale è soddisfatto dai materiali provenienti dal territorio stesso con conseguente riduzione di tutte le fasi relative al trasporto e lo stoccaggio.

Per tali impianti, inoltre, si può prevedere più facilmente l’impiego di impianti in assetto co e trigenerativo sia per l’impiego diretto nella struttura che per la realizzazione di piccole reti di teleriscaldamento-raffrescamento o in sistemi d’utenza.

La tendenza all’impiego in impianti dalla bassa potenza deve essere in ogni caso verificata da uno studio tecnico ed economico.

In particolare, sono state prese in considerazione le seguenti soluzioni:

- Soluzione A1: co-combustione in grossi impianti.
- Soluzione B 1-5: produzione di energia in medi impianti.
- Soluzione C 11-34: di produzione di energia in piccoli impianti.

- Soluzione DI di produzione di energia da biogas reflui e frazione organica.

Si rimanda all'Allegato I.9 per l'analisi di dettaglio di ciascuna soluzione.

1.5.6.7 Quadro di sintesi

A seconda della destinazione di uso, lo sfruttamento delle biomasse a livello energetico può intervenire sia sul raggiungimento degli obiettivi per le FER-E che per le FER-C.

Allo scopo di valutare possibili evoluzioni dello scenario energetico laziale, con riferimento allo sviluppo della filiera biomasse si possono individuare varie combinazioni delle diverse soluzioni tecnologiche sopra descritte.

Le assunzioni di base valide riguardano:

1. impiego della FORSU in impianti per la produzione di biometano;
2. impianti di media taglia in assetto non e cogenerativo;
3. impianti di piccola taglia in assetto co-trigenerativi;
4. tutte le soluzioni trigenerative, considerano un numero di ore di funzionamento in assetto trigenerativo di 3000 h equamente distribuite tra caldo e freddo.

Sulla base di tali assunzioni si possono profilare tre diverse possibilità di utilizzo (Tabella I.45):

- “Large use”: co-combustione in una grande centrale a carbone per tutte le biomasse solide prodotte nella regione e impianti di biometano per tutta la frazione organica disponibile.
- “Medium use”: realizzazione di sistemi di media taglia e impianti di biometano per tutta la frazione organica dei rifiuti disponibile.
- “Distributed use”: realizzazione di sistemi di co e trigenerazione distribuiti e impianti di biometano per tutta la frazione organica dei rifiuti disponibile.

Tabella I.42 – Possibilità di utilizzo delle biomasse nel Lazio: quadro di sintesi

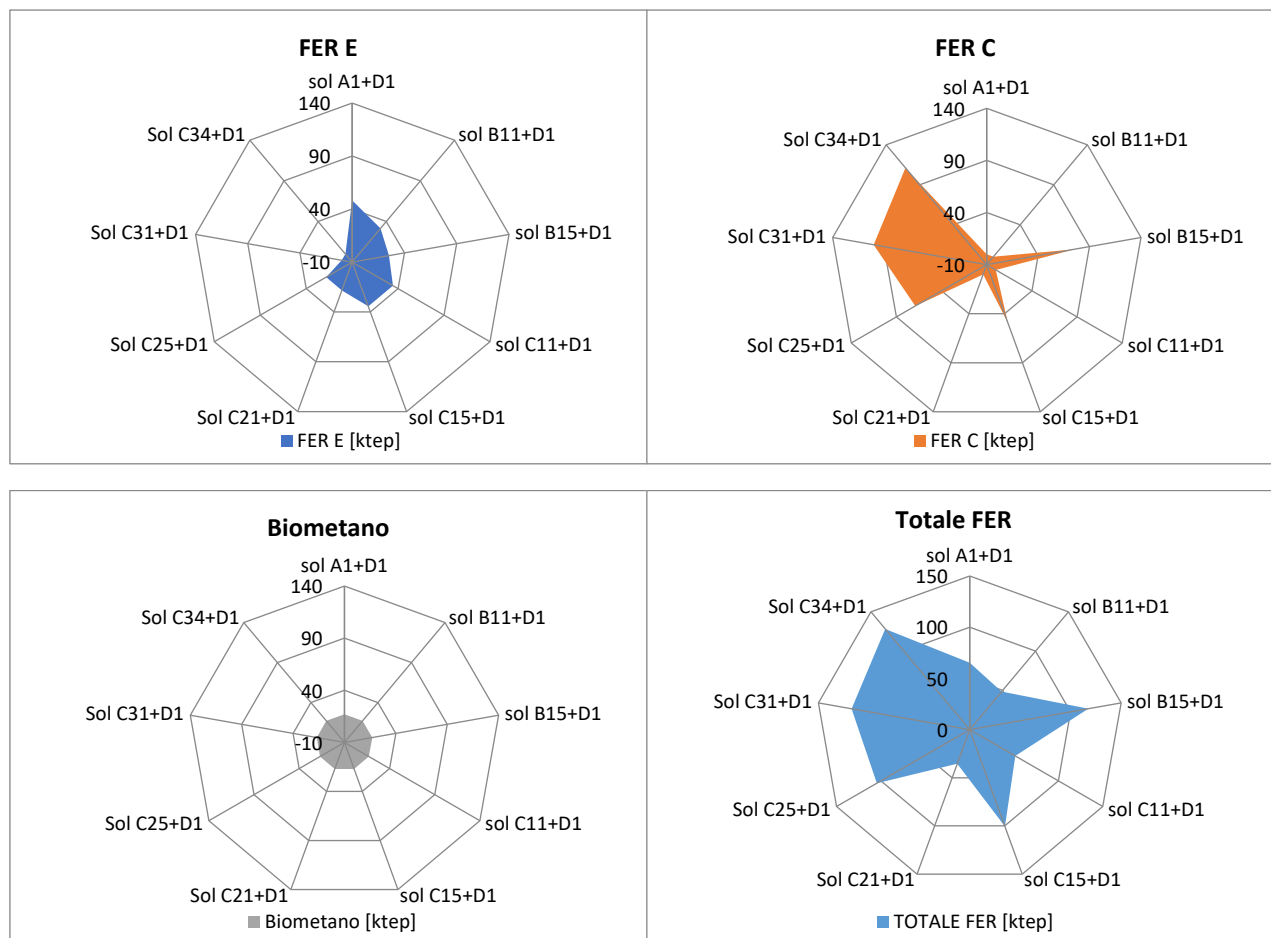
Ipotesi	large use			distributed use					
	sol A1+DI	sol B11+DI	sol B15+DI	sol C11+DI	sol C15+DI	Sol C21+DI	Sol C25+DI	Sol C31+DI	Sol C34+DI
FER E [ktep]	48,27	31,39	25,11	34,35	34,35	18,42	18,42	0,00	0,00
FER C [ktep]	0,00	0,00	75,34	0,00	49,07	0,00	69,09	100,10	111,22
Biometano [ktep]	17,06	17,06	17,06	17,06	17,06	17,06	17,06	17,06	17,06
FER E+C [ktep]	48,27	31,39	100,45	34,35	83,42	18,42	87,51	100,10	111,22
TOTALE FER [ktep]	65,33	48,45	117,50	51,41	100,48	35,48	104,57	117,16	128,28

Fonte: Elaborazione ENEA

Il contributo **aggiuntivo** alle FER (totali) nell'ipotesi di invarianza delle attuali condizioni di utilizzo degli impianti, può variare da un minimo di 35,48 ktep per la soluzione relativa alla produzione di sola energia elettrica in impianti di piccola scala con ciclo ORC senza cogenerazione (Sol. C21+DI) ad un massimo di 128,28 ktep relativo all'impiego di sola energia termica in impianti di combustione (Sol. C34+DI).

La figura I.57 riporta in forma grafica i contributi per le soluzioni considerate: si rimanda all'Allegato I.9 per un maggiore dettaglio.

Figura I.56 Ipotesi di sfruttamento biomasse e frazione organica rifiuti – Contributi FER [ktep]



Nella Parte II del presente Piano sarà individuato lo Scenario Obiettivo e nella Parte III saranno descritte le policy e i criteri localizzativi generali in coerenza all'ipotesi di adottare la soluzione "C15+D1": gli impianti di piccola taglia possono avere una notevole rilevanza per le biomasse solide e possono essere impiegati utilmente in assetto co e trigenerativo al servizio di utenze agricole, industriali e nel terziario e possono realizzare sistemi di generazione distribuita nell'ambito della comunità energetica. Per le biomasse fermentescibili la migliore opzione appare la produzione di biometano, stante anche la premialità prevista per il raggiungimento degli obiettivi.

I.5.7 Energia da fonte geotermica

I.5.7.1 Introduzione

La geotermia è una fonte rinnovabile con un grande potenziale di sviluppo. L'energia geotermica si manifesta come calore associato a emissioni superficiali di vapore e acqua calda in un ampio intervallo di temperatura o come calore disponibile a varia profondità sotto la superficie terrestre. Tali risorse derivano in parte dal calore residuo legato alla formazione del nostro Pianeta, in parte da processi di decadimento degli elementi radioattivi di torio, uranio e potassio presenti nel mantello. La temperatura aumenta progressivamente con la profondità, in accordo con il valore medio del gradiente geotermico medio, pari a 30 °C per ogni Km. La propagazione del flusso di calore dall'interno della Terra verso la superficie terrestre avviene attraverso processi conduttivi e convettivi, ovvero tramite un fluido termovettore (generalmente acqua). L'energia geotermica è utilizzata convenzionalmente per la produzione di energia elettrica (reservoir ad alta-media entalpia) e/o per usi diretti del calore (risorse a bassa-media entalpia) quali climatizzazione degli edifici, teleriscaldamento e molteplici applicazioni agroalimentari, florovivaistici ed industriali.

I principali ambiti di applicazione delle tecnologie geotermiche, sulla base del tipo di risorsa geotermica sfruttata, possono essere così riassunti:

- produzione di energia elettrica e uso diretto del calore attraverso lo sfruttamento di sistemi idrotermali, ovvero fluidi caldi provenienti da falde sotterranee situate a diversa profondità (Deep Geothermal Energy Resources);
- uso diretto del calore attraverso l'utilizzo di pompe di calore geotermiche (GSHP, Ground-Source Heat Pumps) che sfruttano la stabilità termica del sottosuolo al di sotto dei 15 m di profondità dal piano campagna per climatizzare gli ambienti (Shallow Geothermal Energy Resources).

È noto che l'Italia è ricca di situazioni di gradiente geotermico anomalo (l'intera fascia appenninica) e, poiché ha iniziato da molto tempo ad utilizzare questa fonte energetica per produrre energia elettrica con grandi impianti, è uno dei Paesi che detiene in questo campo un grande *know-how* tecnologico.

Figura I.57 - Sistema idrotermale. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

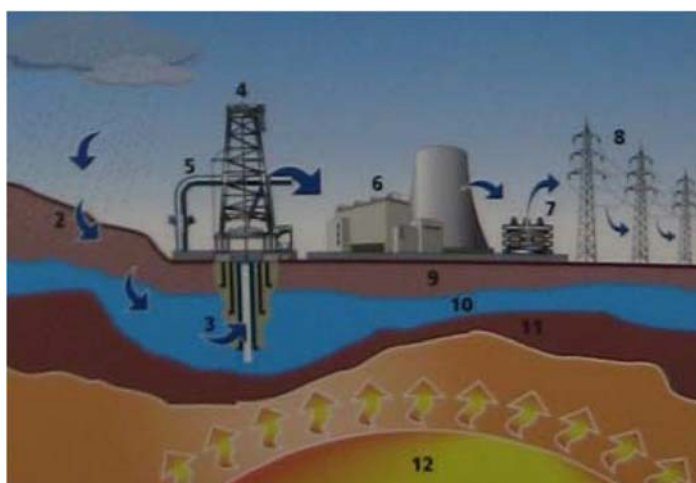
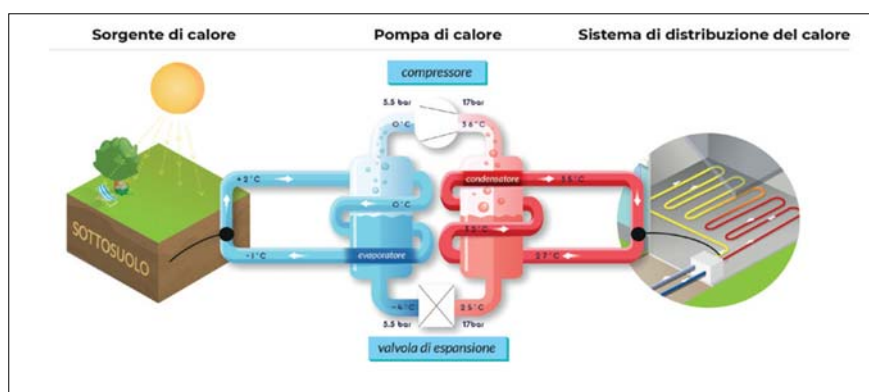


Figura I.58 Sistema GSHP (Ground-Source Heat Pump). Fonte: Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM



I.5.7.2 Il potenziale tecnico-economico nazionale della geotermia a media e alta entalpia

La roadmap dell'IEA (International Energy Agency) per la Geotermia, nel prendere in considerazione l'utilizzo delle principali tipologie di risorse ai vari livelli di entalpia prevede, a partire dal 2025, che la generazione elettrica da fonte geotermica possa raggiungere 1400-1600 TWh/a rappresentando il 3,5-3,9% della produzione elettrica globale. Ciò permetterà un risparmio di circa 800-900 Mt/a di CO_2 emessa. Le previsioni indicano fino al 2030 una rapida espansione della produzione di elettricità e di calore da impianti che utilizzano l'alta entalpia. Tuttavia, l'incremento sarà limitato alle aree dove la risorsa geotermica è già utilizzata storicamente. Per i cicli binari si ipotizza un crescente utilizzo anche per la produzione di energia elettrica (IEA, 2020). Per quanto riguarda il tipo di risorsa, si prevede per il 2050, quando le tecnologie saranno più mature, che circa il 50% della crescita stimata deriverà dallo sfruttamento delle rocce calde da sistemi geotermici stimolati (EGS). Il raggiungimento degli obiettivi presentati richiede l'avvio di politiche di sviluppo unitamente alla definizione degli aspetti economici. Inoltre, sarebbe auspicabile l'introduzione e la semplificazione degli aspetti legislativi e normativi nazionali e regionali. In caso contrario, non sarà possibile avviare il necessario stimolo del mercato e le attività di Ricerca e Sviluppo (R&S) indispensabili per la sostenibilità della geotermia.

Per quanto concerne la produzione geotermoelettrica, in Italia, la Toscana rimane ad oggi l'unica regione che già con gli oltre 813 MW installati produce circa 6.075 GWh/anno⁹¹ che però potrebbe arrivare a 950 MW entro 2030 (PNIEC, 2019), qualora una consistente parte dei permessi di ricerca in corso evolva in concessioni di coltivazione, con i relativi impianti di produzione operanti.

Perciò a causa degli elevati costi della ricerca, delle perforazioni dei pozzi di produzione e reiniezione (che possono rappresentare fino ai 2/3 dei costi totali), dell'installazione delle condutture di vapore, della costruzione delle centrali, sono possibili condizioni favorevoli a livello economico (indipendentemente da incentivazioni e/o contribuzioni) solo in situazioni in cui il gradiente geotermico fosse anomalo (pozzi non eccessivamente profondi), e si avesse la disponibilità di grandi portate di fluidi caratterizzate da temperature molto elevate.

⁹¹ In particolare, le applicazioni più importanti e storiche dell'energia geotermica sono ubicate in Toscana: oltre trenta impianti di produzione, una potenza installata di circa 813 MW ed una produzione energetica superiore a 6.000 GWh all'anno, pari a circa un quarto dell'energia elettrica consumata nella regione stessa, e quasi il 2% del fabbisogno nazionale.

Il ritrovamento di bacini geotermici ad alta entalpia economicamente sfruttabili è un'operazione di ricerca mineraria molto costosa ed aleatoria. Al ritrovamento di un giacimento geotermico di questo tipo deve corrispondere poi lo sviluppo di un impianto utilizzatore, ben difficilmente delocalizzabile, come nel caso di una miniera. Per questo motivo e anche per gli utilizzi di vapori endogeni di miniera (Regio Decreto 29 luglio 1927, n. 1443 - Ricerca e coltivazione delle miniere), l'attuale disciplina consiste in un sistema concessorio di tipo minerario, in cui è prevista:

- l'assegnazione, dopo una valutazione di merito, eventualmente in concorrenza, di un permesso di ricerca su una vasta area (fino a 1.000 Km quadrati) per una durata massima di quattro anni prorogabile per un biennio);
- a seguito di un eventuale esito positivo della ricerca e dell'approvazione di un programma di sviluppo adeguato, l'assegnazione di una concessione di coltivazione sull'area necessaria allo sviluppo del progetto industriale relativo alle risorse ritrovate.

Il D.Lgs di riforma della materia, l'11 febbraio 2010 n. 22 definisce:

- a) risorse geotermiche ad alta entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido reperito superiore a 150 °C;
- b) risorse geotermiche a media entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido reperito compresa tra 90 °C e 150 °C;
- c) risorse geotermiche a bassa entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido reperito inferiore a 90 °C.

L'art 3 del D.Lgs prevede che “sono d'interesse nazionale le risorse geotermiche ad alta entalpia, o quelle economicamente utilizzabili per la realizzazione di un progetto geotermico, riferito all'insieme degli impianti nell'ambito del titolo di legittimazione, tale da assicurare una potenza erogabile complessiva di almeno 20 MW termici, alla temperatura convenzionale dei reflui di 15 gradi centigradi; sono inoltre di interesse nazionale le risorse geotermiche economicamente utilizzabili rinvenute in aree marine.”

Il D.lgs. l'11 febbraio 2010, n. 22, modificato dal D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28 e dall'articolo 28 del D.L. 18 ottobre 2012, n. 179 ha previsto inoltre che al fine di promuovere la ricerca e lo sviluppo di nuove centrali geotermoelettriche a ridotto impatto ambientale sono considerati di interesse nazionale i fluidi geotermici a media ed alta entalpia finalizzati alla sperimentazione, su tutto il territorio nazionale, di impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza e con potenza nominale installabile non superiore a 5 MW elettrici per ciascuna centrale.

Il D.lgs. 22/10 focalizza inoltre l'attenzione sull'aggiornamento dell'inventario delle risorse nazionali, dei relativi utilizzi e conseguente ruolo di indirizzo del Ministero dello sviluppo economico per le Regioni nella programmazione energetica di settore.

Nel citato decreto legislativo n. 22/2010 è stato dato particolare risalto anche alla produzione di energia geotermica per usi non elettrici, e, fra l'altro, è stata anche introdotta un'apposita ed innovativa disciplina relativamente alle “piccole utilizzazioni locali” di calore geotermico per le quali le autorità competenti per le funzioni amministrative, comprese le funzioni di vigilanza, sono le Regioni o enti da esse delegate (cfr. § 1.5.7.3).

1.5.7.3 Potenziale tecnico-economico della geotermia a media e alta entalpia nel Lazio

Lo studio del potenziale tecnico economico della geotermia a media e alta entalpia si è basato anche sulle informazioni cartografiche della Banca Nazionale Dati Geotermici, realizzata nel 1993 dall'Istituto Internazionale per le Ricerche Geotermiche di Pisa del Consiglio Nazionale delle Ricerche al completamento dell'Inventario delle risorse geotermiche nazionali predisposto, ai sensi della legge n. 896 del 1986, da CNR, ENEA, ENEL e ENI.

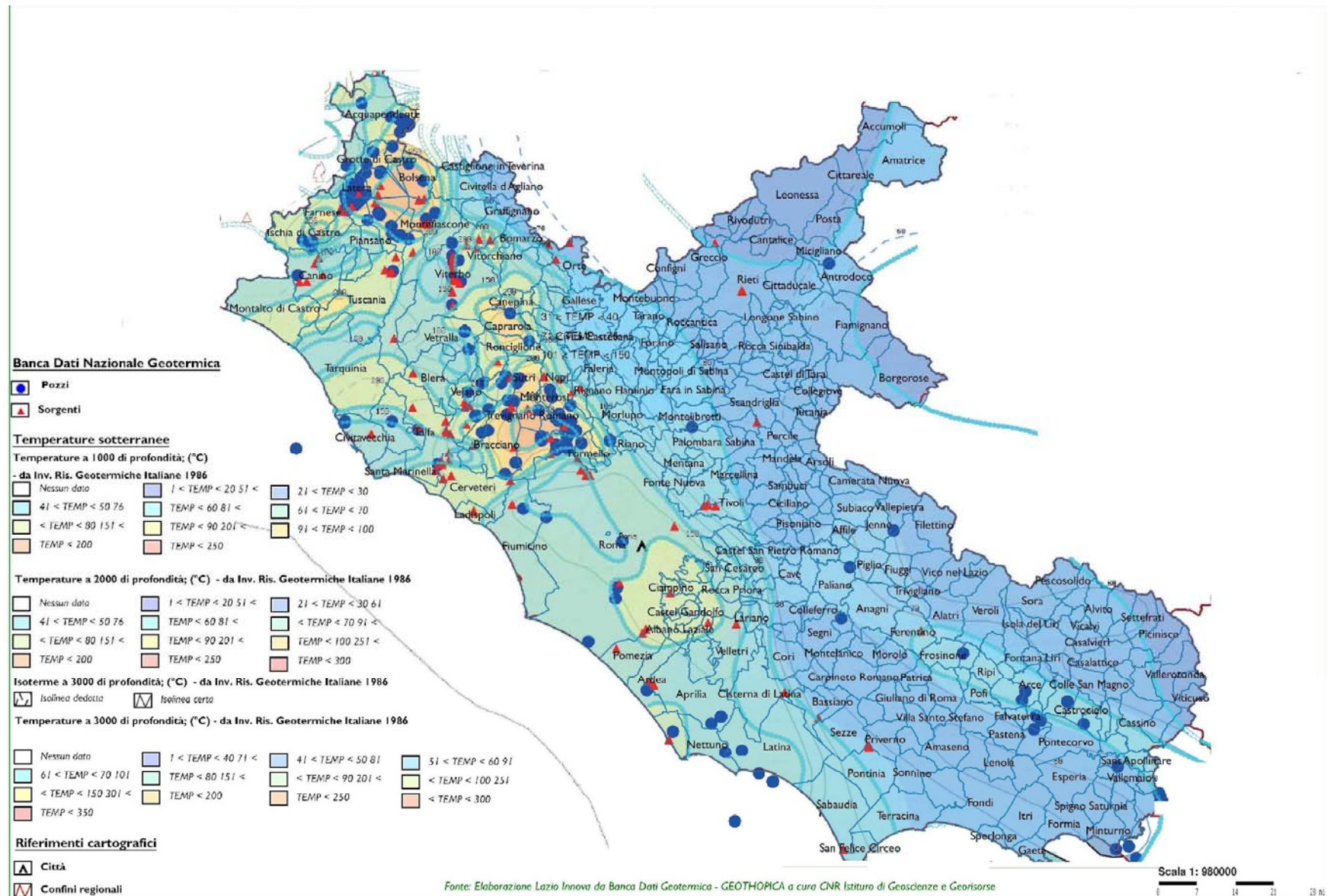
Nel 2009 con il supporto tecnico e documentale dell'ENI la banca dati è stata ricontrollata, verificando il contenuto della vecchia base dati rispetto ai documenti originali conservati negli archivi del CNR e rispetto all'originale Inventario delle risorse geotermiche nazionali messo a disposizione dall'UNMIG - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico.

La Banca Dati Nazionale Geotermica (BDNG), contiene i dati circa l'identificazione e localizzazione dei pozzi, delle sorgenti e manifestazioni termali, i relativi dati di temperatura, stratigrafia, caratteristiche di serbatoio, analisi chimico-fisico-isotopiche dei fluidi campionati e i profili tecnici dei pozzi stessi.

La base di dati raccoglie una serie di layer tematici di interesse geotermico, le isoterme a 1000, 2000 e 3000 metri dal piano campagna e il flusso di calore alla superficie, la posizione degli acquiferi, su tutto il territorio nazionale inseriti in un WebGIS, in evoluzione, che viene ampliato nel tempo (<http://geothopica.igg.cnr.it/>).

Nella seguente figura si riporta la distribuzione territoriale dei pozzi geotermici caratterizzati per profondità, stratigrafia e temperature in pozzo come estratto dalla succitata BDNG.

Figura I.59 Distribuzione territoriale dei pozzi geotermici caratterizzati per profondità, stratigrafia e temperature in pozzo



La figura I.61 e la tabella I.46 riportano i permessi di ricerca, le istanze dei permessi di ricerca e le concessioni di coltivazioni delle risorse geotermiche per dell'aggiornamento dell'Inventario delle risorse geotermiche nazionali secondo quanto previsto dall'articolo 2 del Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22.

In particolare, risultano accordati 8 permessi di ricerca di risorse geotermiche sulla terraferma, che riguardano cumulativamente una superficie di circa 400 km² ed una concessione per la coltivazione di risorse geotermiche nell'area di Valentano (provincia di Viterbo), per un'area di oltre 110 km². Nel complesso la superficie soggetta a ricerche e coltivazione supera i 500 km² (Tabella I.46). Le istanze dei permessi di ricerca sono 26 ed interessano una superficie che supera i 1.400 km² di territorio regionale (Tabella I.47).

Figura I.60 – Carta titoli per risorse geotermiche – Regione Lazio

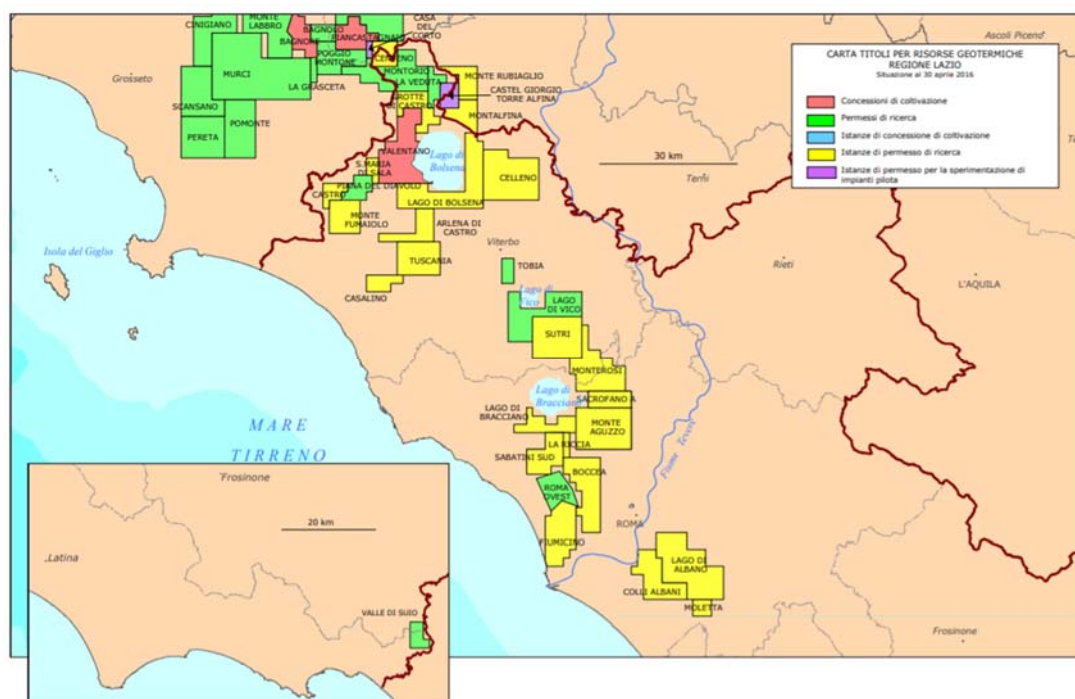


Tabella I.43 Permessi di ricerca di risorse geotermiche e concessioni di coltivazioni. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Nome	Superficie	
PERMESSI DI RICERCA DI RISORSE GEOTERMICHE ACCORDATI NELLA TERRAFERMA		
ROMA OVEST	45	km ²
MONTORIO (insieme alla Toscana)	41,79	km ²
LAGO DI VICO	103,27	km ²
PIANA DEL DIAVOLO	40,75	km ²
TOBIA	14,75	km ²
VALLE DI SUIO	18,07	km ²
CELLERE	106,56	km ²
LA VEDUTA *	22,71	km ²

CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI RISORSE GEOTERMICHE ACCORDATE NELLA TERRAFERMA		
VALENTANO	111,15	km ²

Tabella 1.44 Istanze di permesso di ricerca di risorse geotermiche. Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Denominazione	Superficie		In concorrenza con:	Comuni coinvolti	Altre regioni coinvolte
ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA DI RISORSE GEOTERMICHE					
ARLENA DI CASTRO	46,6	km ²		Cellere, Piansano, Capodimonte, Marta, Canino, Tessennano, Arlena di castro, Toscana.	
BOCCEA	94,6	km ²		Roma, Fiumicino	
CASALINO	25,4	km ²		Toscana, Tarquinia	
CASTRO	20,3	km ²		Farnese, Ischia di Castro	
CELLENO	124,2	km ²		Bagnoregio, Civitella D'Agliano, Montefiascone, Viterbo, Celleno e Graffignano	
CENTENO	16,6	km ²	PONTE RIGO	Acquapendente, Proceno	Toscana
COLLI ALBANI	84,6	km ²		Roma, Marino, Castel Gandolfo e Albano Laziale	
FIUMICINO	75	km ²		Fiumicino, Roma	
FORMELLO	115,06	km ²	MONTE AGUZZO	Sacrofano, Castelnuovo di Porto, Riano, Capena, Monterotondo, Roma	
GROTTE DI CASTRO	72,12	km ²		Acquapendente, San Lorenzo Nuovo, Grotte di Castro, Bolsena, Onano, Gradoli	
LA RICCIA	37	km ²	SABATINI SUD	Anguillara Sabazia, Roma, Fiumicino, Cerveteri	
LAGO DI ALBANO	145,39	km ²		Roma, Ciampino, Frascati, Grottaferrata, Rocca di Papa, Marino, Castel Gandolfo, Albano Laziale, Ariccia, Nemi.	
LAGO DI BOLSENA	156,07	km ²		Montefiascone, Marta, Bolsena, Piansano, Capodimonte, Bagnoregio, Viterbo, Valentano, Cellere	Umbria
LAGO DI BRACCIANO	70	km ²		Roma, Anguillara Sabazia, Bracciano	
MOLETTA	15	km ²		Ariccia, Albano Laziale, Genzano di Roma	
MONTE AGUZZO	140,5	km ²	FORMELLO	Sacrofano, Castelnuovo di Porto, Riano, Capena, Monterotondo, Roma, Mentana.	
MONTE FUMAIOLO	51,7	km ²		Canino, Cellere e Ischia di Castro	

MONTEROSI	158,17	km ²	SUTRI	Ronciglione, Nepi, Sutri, Monterosi, Castel Sant'Elia, Mazzano Romano, Calcata, Magliano Romano, Sacrofano, Campagnano di Roma, Roma, Trevignano Romano	
PONTE RIGO	16,44	km ²	CENTENO	Acquapendente, Proceno. Provincia di Siena: San Casciano dei Bagni, Piancastagnaio	Toscana
S. MARIA DI SALA	12,7	km ²		Farnese, Ischia di Castro e Valentano	
SABATINI SUD	56,3	km ²	LA RICCIA	Bracciano, Anguillara Sabazia, Roma, Cerveteri e Fiumicino	
SACROFANO A	35	km ²	SACROFANO B	Sacrofano, Campagnano di Roma, Formello, Magliano romano, Roma, Anguillara Sabazia, Castelnuovo di porto	
SACROFANO B	35	km ²	SACROFANO A	Sacrofano, Roma, Anguillara Sabazia, Campagnano di Roma, Castelnuovo di Porto, Formello, Magliano Romano	
SUTRI	101,9	km ²	MONTEROSI	Sutri, Bassano Romano, Capranica, Ronciglione, Nepi, Monterosi, Caprarola	
TUSCANIA	71,2	km ²		Tuscania, Monteromano	

Il significativo numero di istanze presentate trova la sua spiegazione in alcuni fattori di natura tecnologica, in particolare con l'opportunità di sfruttamento a fini elettrici delle risorse geotermiche di media entalpia (con $T = 90\div 150$ °C), reso oggi economicamente conveniente dal consolidamento tecnologico degli impianti a ciclo binario, soprattutto quelli che utilizzano fluidi di lavoro organici a ciclo Rankine.

Secondo l'Unione Geotermica Italiana, nel Lazio (in particolare nelle province di Roma e Viterbo) si possono installare almeno **200 MW** utilizzando cicli binari a media e alta entalpia in caso di accettazione delle istanze elencate in precedenza: da tale potenza si potrebbe ricavare una produzione di energia elettrica superiore ai **1.000 GWh/anno**. Ipotizzando per ciascuno di essi una produzione tra 5 e 10 MWe, considerando che ciascuno di questi impianti a ciclo binario a totale re immissione richiede un investimento tra 25 e 35 milioni di euro, il totale degli investimenti previsti ammonterebbe ad oltre 1 miliardo di euro.

1.5.7.4 Potenziale tecnico-economico nazionale della geotermia a bassa entalpia

Il potenziale geotermico in Italia è molto elevato ma naturalmente deve essere coniugato con un utilizzo sostenibile del territorio, più facile per gli usi diretti di calore. In accordo con quanto riportato nel Rapporto Statistico GSE (2020), nel 2019 l'energia termica complessiva ottenuta in Italia dallo sfruttamento dell'energia geotermica ammontava a 6.347 TJ, corrispondenti a circa 152 ktep, in leggera crescita rispetto all'anno precedente. I settori che utilizzano maggiormente la fonte geotermica per usi termici diretti sono il commercio e i servizi (60%, principalmente per la notevole diffusione degli stabilimenti termali), seguiti da acquacoltura/itticoltura (25%) e dall'agricoltura (13%); gli utilizzi nell'industria e nel settore residenziale (dai quali sono esclusi gli impieghi di risorsa geotermica tramite pompe di calore) si confermano piuttosto modesti. Ai consumi diretti si aggiungono 870TJ di calore derivato (circa 21ktep) prodotto da impianti di

sola produzione termica; si tratta principalmente di impianti di teleriscaldamento localizzati in Toscana e in Emilia-Romagna. Non si rilevano impianti cogenerativi alimentati da fonte geotermica.

La quota di produzione di calore geotermico, escluse le pompe di calore geotermiche, sulla produzione termica totale da fonti rinnovabili (FER) è risultata essere dell'1.3%. La quota maggiore di produzione di calore da FER proviene da rifiuti solidi (68%), seguita dalle pompe di calore (26%). Di questi ultimi, solo una parte molto minore è rappresentata dai GSHP, circa lo 0.07% (GSE, 2018).

1.5.7.5 Potenziale tecnico-economico della geotermia a bassa entalpia nel Lazio

Nelle applicazioni geotermiche a bassa entalpia, il sottosuolo viene utilizzato come serbatoio in cui trasferire il calore in eccesso durante il periodo estivo ed estrarre quello necessario durante l'inverno. Già dalla profondità di 15 metri in poi dal piano campagna la temperatura del suolo rimane fissa e costante durante tutto l'anno. Quindi, poiché in inverno il terreno è più caldo dell'aria esterna e in estate è più freddo, lo scambio termico, effettuato con una pompa di calore, è energeticamente conveniente. La climatizzazione degli edifici mediante impianti geotermici è infatti una scelta concreta che utilizza una tecnologia consolidata, con una delle soluzioni più stimolanti dal punto di vista tecnico, economico ed ambientale. Gli impianti geotermici si distinguono in due gruppi in funzione della diversa sorgente termica esterna utilizzata: la forma più diffusa è quella degli impianti a circuito chiuso, dove lo scambio di calore avviene direttamente con il terreno attraverso sonde geotermiche (verticali o orizzontali). La seconda opzione è quella dagli impianti a circuito aperto, nella quale lo scambio di calore si ha con l'acqua di falda presente nel sottosuolo attraverso pozzi di emungimento. Le differenti soluzioni tecnologiche esistenti sono caratterizzate da efficienze molto elevate che assicurano risparmi energetici ed economici in alcuni casi superiori al 50%. Il territorio laziale dispone di un potenziale geotermico molto interessante ed economicamente sfruttabile per una opportuna valorizzazione delle risorse geotermiche a bassa e media entalpia, soprattutto rispetto al ruolo strategico che come risorsa energetica rinnovabile può assumere in funzione degli obiettivi della nuova politica europea del Green Deal .

Sulla base della carta idro-geo-termica e del regolamento adottato con DGR n. 971 del 21 dicembre 2021 si propone una valutazione preliminare del potenziale tecnico-economico associato all'installazione di pompe di calore geotermiche, basata su studi di riferimento. Come sopra descritto, le pompe di calore geotermiche (GSHP) utilizzano il terreno o l'acqua di falda che si trova nel terreno come fonte o dispersore di calore. La temperatura del terreno, al di sotto dei 15 metri di profondità dal piano campagna (alle nostre latitudini), rimane fissa e costante nell'arco delle stagioni⁹².

Il risparmio derivante dall'utilizzo di una pompa di calore geotermica, ad esempio per un edificio che utilizza fonti tradizionali, oscilla dal 50 al 70% e il consumo di CO₂ si riduce del 75%. I costi di installazione sono del tutto simili agli impianti ad energia fossile, con esigui costi di manutenzione e, se abbinato con pannelli fotovoltaici o micro-eolico e accumulo elettrico (*storage*), l'impianto consente di diminuire notevolmente i costi della bolletta energetica. Infatti, l'energia elettrica necessaria per il funzionamento della pompa di calore viene erogata da un sistema di generazione fotovoltaica comprensivo di accumulatori (Pb o Li) che assorbono

⁹² Il principio della pompa di calore è che durante la stagione invernale essa assorbe calore da una sorgente gratuita, fredda che si trova all'esterno (aria, mare, lago, sottosuolo) e la "pompa" a una sorgente calda (l'ambiente interno che si vuole riscaldare). Al calore prelevato dall'esterno si aggiunge quello derivante dalla compressione del fluido termoconvettore. Durante la stagione estiva assorbe calore dall'ambiente interno freddo (che si vuole climatizzare) e lo "pompa" all'esterno, che è l'ambiente caldo. L'utilizzo di pompe di calore geotermiche non è quindi necessariamente legato ad un gradiente geotermico anomalo e non richiede perforazioni profonde.

parte dell'energia elettrica prodotta durante il giorno e la rilasciano quando i pannelli non producono o non producono a sufficienza.

A titolo indicativo, una sonda geotermica verticale costa mediamente attorno ai 40 €/mt. Per una villetta singola di circa 150 mq, costruita con moderne concezioni e nel rispetto delle normative, un impianto geotermico a pompa di calore costa indicativamente 15÷20.000 €, consentendo un risparmio economico annuo sui costi di esercizio rispetto ad un sistema tradizionale (caldaia a metano e condizionatore split) di circa il 50% e di circa il 70÷80% rispetto ad un impianto a caldaia alimentata a gpl o a gasolio. Il costo proporzionalmente diminuisce molto se ragioniamo di una plurifamiliare o di un piccolo condominio. In questo caso un impianto geotermico centralizzato costa già meno di uno tradizionale.

Nel febbraio 2021, il GSE insieme a RSE ha condotto un'analisi più approfondita sulle proprietà conduttive e sulla potenza specifica di estrazione (W/m) delle litologie e ha individuato quelle più performanti presenti nei vari municipi del comune di Roma, al fine di stimare un potenziale sviluppo ed applicazione al 2030 della geotermia a bassa entalpia⁹³. È stato considerato il tipo di impianto a circuito chiuso, perché più flessibile sia dal punto di vista impiantistico che per la maggior semplicità dell'iter autorizzativo con minori vincoli normativi.

È stata considerata una distanza media tra le sonde geotermiche pari a 10 metri, e funzionamento in modalità riscaldamento e raffrescamento. L'elaborazione è stata compiuta considerando una profondità dei pozzi mediamente di 100 metri. Sono state considerate limitate tipologie di "aree verdi" e alcune zone di "suolo consumate".

L'area del comune di Roma può essere considerata un sito idoneo per gli impieghi energetici della geotermia a bassa entalpia; diversi studi geologici, infatti, segnalano nel sottosuolo efficienti riserve geotermiche già a poche decine di metri di profondità (cfr. carta geotermica approvata con DGR n. 971 del 21 dicembre 2021), tali da consentire l'estrazione dell'energia termica a costi relativamente contenuti. Dal punto di vista geologico, inoltre, la stratigrafia dell'area di Roma è rappresentata principalmente da depositi vulcanici (tufi, piroclastiti e lave) e depositi alluvionali costituiti da argille, sabbie, limi, conglomerati e ghiaie. Tali litologie, anche se non caratterizzate da elevati valori di conducibilità termica, l (W/mK), la presenza di falde acquifere a profondità modeste ne migliora in modo significativo la conducibilità termica e quindi i potenziali utilizzi.

La tabella 1.48 illustra il confronto tra l'estensione territoriale comunale complessiva e la valutazione del territorio ai fini impiantistici; in particolare, risulta una percentuale di effettiva superficie valutata "sfruttabile" pari all'11% circa del territorio comunale.

Tabella 1.45 Percentuale di superficie sfruttabile nei municipi del comune di Roma. Fonte: GSE-RSE

⁹³ GSE - Geotermia a bassa entalpia nel comune di Roma. Analisi documentali e potenziali di sviluppo al 2030 per la redazione del Piano di Azione Energia Sostenibile di Roma Capitale

	estensione territoriale	superficie non sfruttabile	superficie sfruttabile	% superf. sfruttabile / superf. tot
Municipio	<i>mq</i>	<i>mq</i>	<i>mq</i>	%
I	20.090.000	11.658.314	8.431.686	42%
II	19.660.000	11.604.919	8.055.081	41%
III	98.030.000	90.693.101	7.336.899	7%
IV	48.940.000	39.404.068	9.535.932	19%
V	26.920.000	18.504.693	8.415.307	31%
VI	113.880.000	102.220.483	11.659.517	10%
VII	45.840.000	36.022.514	9.817.486	21%
VIII	47.150.000	41.283.762	5.866.238	12%
IX	183.310.000	169.811.122	13.498.878	7%
X	150.740.000	128.873.070	21.866.930	15%
XI	71.480.000	64.421.844	7.058.156	10%
XII	73.070.000	65.625.047	7.444.953	10%
XIII	66.930.000	62.254.310	4.675.690	7%
XIV	133.550.000	126.542.449	7.007.551	5%
XV	187.310.000	176.205.339	11.104.661	6%
Totale	1.286.900.000	1.145.125.035	141.774.965	11%

Della superficie sfruttabile totale, sulla base delle ipotesi conservative e dei parametri cautelativi sopra descritti, risulta che solo il 2% della superficie comunale verde e consumata può essere considerata idonea (vedi tabella sottostante).

Tabella I.46 Percentuale di superficie idonea nei municipi del comune di Roma. Fonte: GSE-RSE

	Verde urbano Dip. Tutela Amb.	aree consumate nel Comune	aree verdi utili	aree utili consumate	% superf. Utili / superf. Sfruttabile
Municipio	<i>mq</i>	<i>mq</i>	<i>mq</i>	<i>mq</i>	%
I	1.780.286	6.651.400	11.504	92.011	1%
II	3.364.881	4.690.200	13.672	55.569	1%
III	1.597.499	5.739.400	81.672	138.574	3%
IV	3.341.632	6.194.300	146.024	145.346	3%
V	2.278.607	6.136.700	110.312	106.340	3%
VI	1.633.317	10.026.200	121.293	233.633	3%
VII	2.071.086	7.746.400	84.013	166.447	3%
VIII	1.948.538	3.917.700	94.906	89.136	3%
IX	3.865.378	9.633.500	276.362	223.730	4%
X	12.293.230	9.573.700	91.749	253.390	2%
XI	992.256	6.065.900	21.819	190.142	3%
XII	2.298.253	5.146.700	10.691	132.251	2%
XIII	437.090	4.238.600	26.365	87.836	2%
XIV	1.043.351	5.964.200	36.933	138.725	3%
XV	2.357.161	8.747.500	70.300	276.151	3%
Totale	41.302.565	100.472.400	1.197.616	2.329.281	2%

Pertanto, tenuto conto delle restrizioni imposte, è stata redatta la tabella sottostante (Tabella I.50) riportante le previsioni di potenziale sviluppo geotermico nel Comune di Roma - Scenario al 2030 per ogni municipio. Sono stati considerati i consumi del suolo romano, la densità della popolazione e il reddito medio nei singoli municipi, legando quindi la previsione di potenzialità anche alla presenza e alle disponibilità economico-finanziaria dell'utenza stessa.

Tabella I.47- – Previsioni di potenziale sviluppo geotermico nel Comune di Roma - Scenario al 2030. Fonte: GSE-RSE

Municipio	potenza geotermica in aree verdi	energia geotermica in aree verdi	potenza geotermica in aree consumate	energia geotermica in aree consumate	potenza geotermica totale estraibile	energia geotermica totale estraibile	energia geotermica totale estraibile	energia geotermica totale estraibile
	MW	GWht	MW	GWht	MW	GWht	TJ	ktep
I	-	-	-	-	-	-	-	-
II	-	-	-	-	-	-	-	-
III	0,6	1,5	1,1	2,6	1,7	4,1	14,9	0,4
IV	1,4	3,4	1,4	3,4	2,8	6,8	24,4	0,6
V	2,1	5,1	2,0	4,9	4,1	9,9	35,7	0,9
VI	0,6	1,5	1,2	2,9	1,9	4,5	16,1	0,4
VII	1,2	3,0	2,5	5,9	3,7	8,9	31,9	0,8
VIII	1,0	2,3	0,9	2,2	1,9	4,4	16,0	0,4
IX	1,2	2,8	1,0	2,3	2,1	5,1	18,4	0,4
X	0,5	1,1	1,3	3,0	1,7	4,1	14,9	0,4
XI	0,1	0,3	1,2	2,9	1,3	3,2	11,5	0,3
XII	0,1	0,1	0,8	1,8	0,8	2,0	7,1	0,2
XIII	0,1	0,4	0,5	1,2	0,6	1,5	5,5	0,1
XIV	0,2	0,4	0,6	1,4	0,7	1,8	6,4	0,2
XV	0,3	0,6	1,0	2,4	1,3	3,0	10,9	0,3
TOTALE Roma	9,4	22,5	15,4	36,9	24,7	59,4	213,7	5,1

A livello regionale invece, per stimare il potenziale geotermico a bassa entalpia della Regione Lazio, non avendo a disposizione dati sulla superficie utile sfruttabile come nel caso dello studio sopracitato per il Comune di Roma, il fabbisogno termico è stato determinato per diverse utenze ad uso civile. Il patrimonio edilizio residenziale del Lazio è costituito da 282.280 edifici con almeno 2 piani. La superficie media utile riferita ai suddetti edifici è pari a 267,56 m². Nel caso specifico, è stata considerata l'applicazione geotermica (sonde geotermiche verticali accoppiate a pompa di calore) solo al 10% di tali edifici, con un'altezza del soffitto pari a 2,7 m; a cui corrisponde una superficie media di riscaldamento pari a 7.552,684 m². Considerando la classificazione climatica del territorio della Regione per la regolamentazione degli impianti termici (tabella I.51), assumendo un consumo energetico medio al giorno per m² pari a 0,50 kWh/m², la quantità di energia termica annuale è pari a 513.582.490,2 kWh/a (513,6 GWh/a). Ne consegue che la potenza nominale / picco richiesta è pari a 725.912 kW (circa 726 MW), avendo considerato dieci ore di funzionamento giornaliero.

Tabella I.48 Parametri climatici di riferimento - Lazio.

Gradi Giorno	1415
Zona Climatica	D
Periodo accensione riscaldamento	Dal 15/11 al 31/03 (136 giorni)
T_{interna}	20°C
T_{progetto}	0°C
Valore limite	68 kWh/m ² /anno ⁹⁴ ;
Consumo energetico al giorno	0,50 kWh/m ²

Inoltre, è stata considerata l'applicazione tecnologica a solo il 10% dei capannoni industriali (circa 4000 capannoni (Fonte ANCE). Sono stati considerati moduli prefabbricati di dimensione 18x55x5 m³. La superficie media di riscaldamento è quindi stimata pari a 3.960,000 m² e, di conseguenza, la quantità di energia termica annuale determinata è pari a 269.280,000 kWh/a (269,28 GWh/a). La potenza nominale / picco richiesta è pari a 380.608 kW (circa 380,61 MW), assumendo dieci ore di funzionamento al giorno.

In seguito, è stata valutata l'applicazione geotermica alle strutture ospedaliere della Regione. Il numero totale dei posti letto è di 1.524,296⁹⁵ per un'occupazione della postazione letto pari a 7 m². Pertanto, la superficie utile considerata, maggiorata del 30% avendo considerato anche di laboratori analisi, direzione e altri locali, è pari a 13.871.093,6 m². Tenuto conto dell'applicazione tecnologica solo al 30% delle strutture totali, la superficie utile di riscaldamento è a pari a 4.161.328,08 m². La quantità di energia termica annuale determinata è pari a 282.970.309,4 kWh/a (282,97 GWh/a). La potenza nominale / picco richiesta è pari a 333.298 kW (circa 333,29 MW), assumendo dodici ore di funzionamento al giorno.

Oltre a ciò, è stata vagliata l'applicazione al 30% delle strutture scolastiche regionali. Il numero totale degli alunni è pari a 722.773⁹⁶; ed ognuno occupa 4 m² di superficie. Anche in questo caso è stata considerata una percentuale del 30% in più avendo previsto la presenza di altri spazi a servizio quali: palestre, segreterie, laboratori, mensa. A fronte di tali considerazioni, la superficie utile di riscaldamento risulta pari a 1.127.525,88 m². È stata determinata la quantità di energia termica annuale pari a 76.671.759,84 kWh/a (76,67 GWh/a). La potenza nominale / picco richiesta è pari a 108.370 kW (circa 108,37 MW), assumendo dieci ore di funzionamento al giorno.

In ultimo, è stata stimata l'applicazione al 20% della superficie totale risultante, partendo dal numero totale di iscritti universitari pari a 242.022 (Istat) e per ognuno un'occupazione pari 4 m². Ne consegue una superficie utile da riscaldare pari a 251.702,88 m². Anche in questo caso, il dato ricavato è stato maggiorato

⁹⁴ Il valore limite per il fabbisogno annuo di energia primaria nel periodo invernale per m² di superficie utile dell'edificio dipende dal fattore di forma (rapporto tra la superficie e il volume dell'ambiente (S/V)) e dalla zona climatica in cui ricade. Nel caso specifico, dalla consultazione dell'Allegato C del D.Lgs. 29/12/2006 n.311 riguardante le disposizioni correttive e integrative al D.Lg. n.192 del 2005, recante attuazione della Direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

⁹⁵ Bollettino ufficiale della Regione Lazio, n. 80 del 23/06/2020; Tabella 8. Tassi di ospedalizzazione ordinari e diurni per acuti per ASL di residenza. Lazio 2018

⁹⁶ I dati del sistema scolastico nel Lazio, A.S. 2020-2021, Ufficio Scolastico Regionale per il Lazio Direzione Generale; Tabella 7 - Alunni delle scuole statali nella Regione Lazio per Provincia - A.S. 2020-21

del 30%, avendo previsto la presenza di altri locali a servizio degli studenti (segreterie, aula magna, laboratori). La quantità di energia termica annuale calcolata è pari a 17.115.795,84 kWh/a (17,11 GWh/a) e la potenza nominale / picco richiesta è pari a 24.192 kW (circa 24,12 MW), assumendo dieci ore di funzionamento al giorno.

Pertanto, il potenziale tecnico-economico complessivo di produzione di energia termica raggiungibile al 2050 da **geotermia a bassa entalpia** con tecnologie sonde geotermiche verticali accoppiate a pompe di calore è pari a **circa 1160 GWh_t/anno** considerando circa **1572 MW_t** di capacità installata (sintetizzato nella tabella sottostante).

Tabella I.49 Sintesi potenziale tecnico-economico da geotermia.

Tipologia di impianto	Potenza nominale totale		Energia lorda prodotta	
	MWe	GWhe/anno	ktep/anno	
Media-alta entalpia	200	1000	85,98	
Bassa entalpia	1572,38	1159,62	99,70	
Edifici residenziali*	725,91	513,58	44,16	
Capannoni industriali**	380,61	269,28	23,15	
Ospedali***	333,30	282,97	24,33	
Scuole****	108,37	76,67	6,59	
Università*****	24,19	17,12	1,47	
Totale			185,68	

*10% edifici > 2 piani riscaldati con sonde geotermiche + pompe di calore; **10% capannoni industriali (4000 capannoni circa, moduli prefabbricati (18*55*5 m³); ***30% strutture ospedaliere; ****30% edifici scolastici; *****20% università

1.5.8 Sintesi del potenziale tecnico-economico da FER

Le figure sottostanti riportano in sintesi il potenziale tecnico economico raggiungibile al 2050 per ognuna delle tecnologie analizzate nei paragrafi precedenti. Per una valutazione del potenziale tecnico economico complessivo, si noti come i valori mostrati nel grafico non sempre possono essere tra loro sommati: infatti, l'adozione di una data tecnologia ne può escludere un'altra, non soltanto per quanto riguarda le FER ma anche per le opzioni di intervento volte all'efficienza energetica (si pensi al caso della geotermia a bassa entalpia nell'ambito di interventi di efficienza energetica a livello di intero edificio).

Nella successiva Parte 2, la possibilità di sfruttamento di tali potenziali tecnico economici verrà presa in considerazione nell'elaborazione dello Scenario energetico "Obiettivo" per il Lazio (cfr. Parte 2 - § 2.2).

Figura 1.61 Potenziale tecnico economico da FER: potenza installata (MW) e produzione di energia (GWh/anno) al 2050

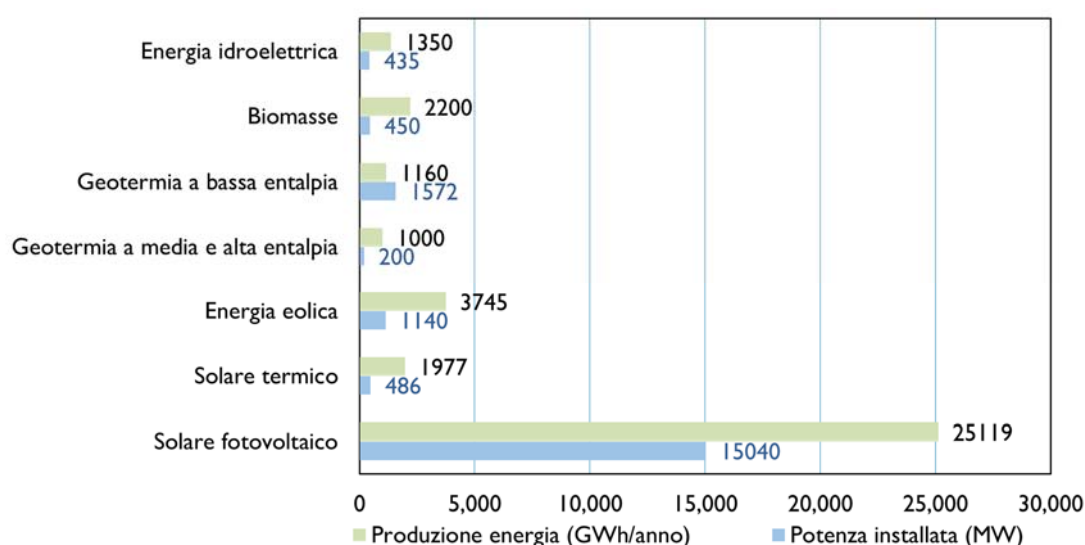
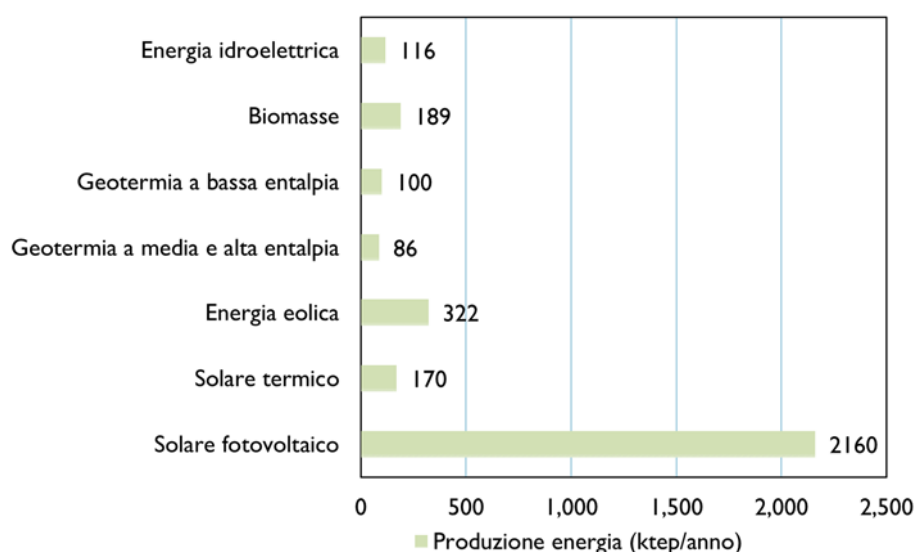


Figura 1.62 Potenziale tecnico economico da FER: produzione di energia (ktep/anno) al 2050.



1.6. Analisi del potenziale del miglioramento dell'efficienza

Per il raggiungimento degli obiettivi di cui alla proposta di Piano per la Transizione Ecologica (cfr. paragrafo 1.2.2), il miglioramento dell'efficienza energetica e l'abbassamento del fabbisogno energetico rappresentano uno dei pilastri chiave della lotta al cambiamento climatico, come proclamato nelle policy dell'EU con il motto “energy efficiency first”.

L'efficienza energetica contribuisce al raggiungimento di tutti gli obiettivi di politica energetica individuati dal Piano grazie al risparmio dei consumi e la riduzione dell'impatto ambientale, aspetto per il quale l'efficienza energetica risulta essere lo strumento più economico per l'abbattimento delle emissioni, con positivi ritorni sugli investimenti e sociali, come la diminuzione della povertà energetica. Inoltre, l'integrazione dell'efficienza energetica in politiche e misure aventi anche finalità principali diverse dall'efficienza permette di ottimizzare il rapporto tra costi e benefici delle azioni.

Sotto questo profilo, il grande potenziale di efficienza del settore edilizio potrà essere meglio sfruttato con misure che perseguano, il recupero edilizio inteso come occasione per una riqualificazione energetica e una ristrutturazione profonda del parco immobiliare perché possa aumentare anche il benessere degli abitanti, aumentando la qualità ambientale e la sicurezza degli edifici, inclusa la sicurezza sismica. Questi interventi possono essere supportati da meccanismi fiscali che ne stimolano la domanda di interventi, avendo un effetto “volano” sull'intero settore economico dell'edilizia, grazie ad esempio alla possibilità di accedere ad un superbonus del 110% per interventi di efficientamento energetico, recentemente introdotto. Il tutto in coerenza con la strategia di riqualificazione del parco immobiliare al 2050 individuata nella Long Term Strategy - LTS).

Per i trasporti si attribuisce rilievo prioritario alle politiche per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. Difatti, è necessario integrare le misure relative all'efficienza e alle emissioni dei veicoli con gli strumenti finalizzati a ridurre il fabbisogno di mobilità e l'efficienza dello spostamento. Per il residuo fabbisogno di mobilità privata e merci, si intende promuovere l'uso dei carburanti alternativi e in particolare il vettore elettrico e i sistemi ad idrogeno accrescendo la quota di rinnovabili attraverso strumenti economici e di natura regolatoria, coordinati con le autonomie locali.

1.6.1. Analisi energetica del settore civile e valutazione dei risparmi conseguibili

1.6.1.1 Le strategie nazionali per la riqualificazione del patrimonio edilizio

Per la stima del potenziale nazionale di risparmio energetico derivante da interventi di efficientamento energetico del patrimonio edilizio civile, questo Piano adotta la metodologia “cost optimal” introdotta dalla “Strategia per la Riqualificazione Edilizia del Parco Immobiliare Nazionale” (STREPIN)^{97 98}. La metodologia “cost optimal”, predisposta ai sensi dell'art. 5 della direttiva 2010/31/UE e poi modificata nel 2018, si pone come

⁹⁷ La STREPIN è stata redatta ai sensi dell'articolo 2-bis della direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica degli edifici, come modificata dalla direttiva 2018/844/UE, e descrive una rassegna del parco immobiliare; successivamente, identifica il tasso di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio attuale e quello obiettivo, evidenziando l'opportunità di condurre una riqualificazione energetica con il miglior rapporto costi e benefici.

⁹⁸ MISE, Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale, 2020, accessibile a: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/STREPIN_2020_rev_25-11-2020.pdf

obiettivo quello di individuare gli interventi di riqualificazione energetica con il miglior rapporto costi e benefici per tipologia abitativa e zona climatica. In questo senso, la metodologia consente di definire i seguenti parametri: costo globale dell'intervento di riqualificazione energetica (euro/mq) e il conseguente valore ottimale di performance energetica (kWh/mq) e di risparmio di emissioni (KgCO₂/mq) raggiungibili per zona climatica e tipologia di edificio.

Il tasso di riqualificazione in questo contesto si intende relativo al mix di misure di efficienza energetica individuato dalla metodologia *cost-optimal* per ogni edificio tipo. All'interno di questo *mix* di misure sono compresi interventi quali, ad esempio: (i) isolamento termico dell'involucro edilizio (soffitto di copertura, solaio su ambienti non riscaldati, pareti opache perimetrali disperdenti e riduzione dei ponti termici); (ii) sostituzione serramenti (infissi ad alta prestazione energetica, coibentazione cassonetti, elementi oscuranti); (iii) sostituzione del generatore di calore (caldaia a condensazione, pompe di calore anche geotermiche); (iv) sostituzione/rifacimento dell'impianto illuminotecnico (corpi illuminanti ad alta efficienza); (v) utilizzo delle fonti rinnovabili (pannelli solari termici, fotovoltaico).

Sulla base dei parametri derivanti dalla metodologia *cost-optimal*, lo STREPIN stima il tasso di riqualificazione necessario ed il costo per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050 individuati dal PNIEC⁹⁹, sia seguendo la metodologia *cost-optimal*, sia applicando la stessa al raggiungimento dei requisiti minimi di prestazione energetica (definiti nel D.M. 26/6/2015), sia alla conversione in edificio nZEB (modello nZEB). In tutti i casi, gli scenari contengono anche indicazioni in termini di evoluzione del numero di famiglie e dei relativi metri quadri da riscaldare, tecnologie di uso finale e relative fonti energetiche. A livello nazionale, lo STREPIN stima per ogni tipo di modello la superficie totale da riqualificare, il conseguente risparmio energetico e in emissioni, la somma di investimenti necessari per il raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione. I risultati sono riportati nella tabella sottostante.

Tabella 1.50 Stima della superficie da riqualificare e relativi investimenti negli edifici ad uso residenziale

	Superficie riqualificata	Risparmio energetico	Risparmio emissioni	Investimenti
	(m ² /anno)	(Mtep/anno)	(Mt CO ₂ /anno)	(mlrd €/anno)
Modello cost-optimal	24.699.000	0,33	1,14	9,18
Modello RM	19.832.600			11,09
Modello nZEB	18.952.800			11,92

Fonte: MISE – ENEA

Nelle valutazioni successive riferite al Lazio, per valutare la superficie da riqualificare necessaria al raggiungimento degli obiettivi si è optato per la metodologia *cost-optimal* che necessita di una maggior superficie da riqualificare ma a costo minore per ottenere gli stessi risparmi.

⁹⁹ Il PNIEC ha un target di risparmio energetico annuo di 0,33 Mtep/anno, dove le emissioni di CO₂ dovrebbero passare da 44,1 Mton nel 2020 a 32,7 Mton nel 2030, con un risparmio di oltre il 40% rispetto ai livelli del 1990. Tale valore è stato ridefinito al 2030, per rispondere al nuovo quadro del Green Deal, e garantire il raggiungimento dell'obiettivo vincolante di conseguire la neutralità climatica entro il 2050, fissando un obiettivo più ambizioso di riduzione del 55% delle emissioni, per l'Italia fissato a 51% di riduzioni.

1.6.1.3 Il patrimonio edilizio regionale

Scendendo nello specifico del Lazio, si rileva che la distribuzione delle zone climatiche vede attestarsi un 42,10% dei Comuni in zona climatica E ed oltre il 74% della superficie residenziale in zona D.

Edilizia residenziale privata e pubblica nel Lazio

Sono poco più di 800.000 gli edifici residenziali abitati da residenti, per un totale di circa 2,3 milioni di abitazioni, la metà delle quali concentrate nel Comune di Roma. La superficie complessiva delle abitazioni supera i 214 milioni di m², con una media di poco più di **94 m²** per abitazione e di circa **268 m²** per edificio (tabella sottostante).

Tabella 1.51 – Struttura del sistema insediativo del Lazio per provincia, anno 2011

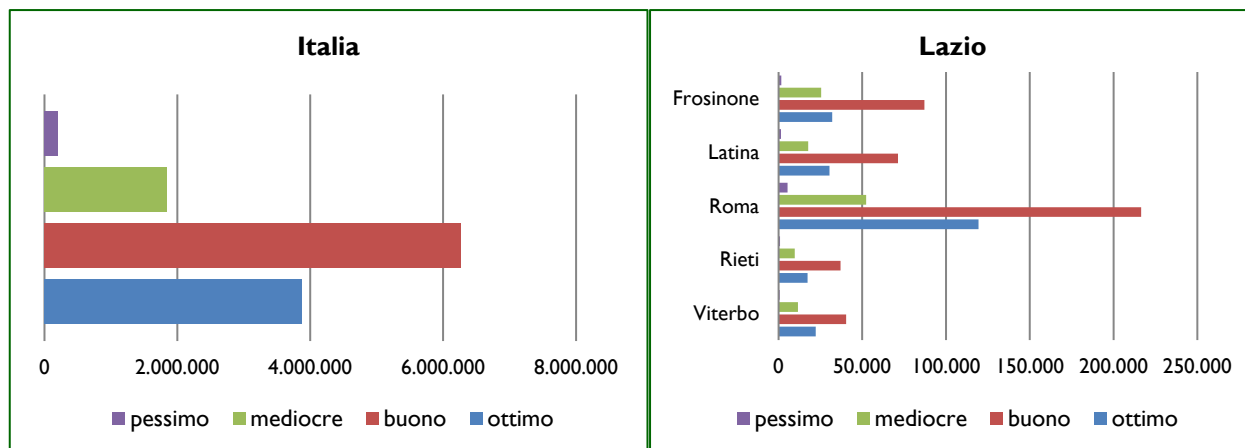
	N° edifici residenziali occupati da persone residenti	abitazioni occupate da persone residenti (valori assoluti)	%	N° medio di abitaz. per edificio residenz.	Sup. media per occupante (m ²)	Sup. delle abitazioni (mq) (valori assoluti)	%	Sup. media di abitazione per edificio (m ²)	sup. media abitazioni (m ²)
Viterbo	75.053	131.097	5,8%	1,7	41,85	12.990.798	6,1%	173,09	99,09
Rieti	65.057	65.802	2,9%	1,0	41,75	6.438.793	3,0%	98,97	97,85
Roma	393.664	1.681.451	73,8%	4,3	39,21	154.190.999	71,9%	391,68	91,70
di cui Roma comune	137.021	1.137.391	49,9%	8,3	40,40	103.499.074	48,3%	755,35	91,00
resto provincia	256.643	544.060	23,9%	2,1		50.691.925	23,6%	197,52	93,17
Latina	121.026	208.800	9,2%	1,7	37,28	20.222.968	9,4%	167,10	96,85
Frosinone	146.410	190.237	8,4%	1,3	41,86	20.529.147	9,6%	140,22	107,91
Lazio	801.210	2.277.387	100,0%	2,8	39,49	214.372.705	100,0%	267,56	94,13
Italia	12.187.698	24.135.177		2,0	40,68	2.396.691.555		196,65	99,30

Fonte: ISTAT

Lo stato di conservazione¹⁰⁰ degli edifici a uso residenziale presenti nelle province laziali sembra essere migliore rispetto al totale Italia con riferimento agli edifici in **buone** condizioni (Figura 1.64). Infatti, mentre in Italia gli edifici in buone condizioni corrispondono alla metà del totale, nel Lazio al **56%**, e nelle province di Latina e Frosinone fino al 60%. Risulta invece inferiore rispetto al totale Italia la percentuale di edifici in **ottime** condizioni: **28%** contro il 32% dell'Italia, con il valore più alto a Roma e Viterbo (30%) e quello più basso a Frosinone (22%). In linea con il dato del Paese la percentuale degli edifici in condizioni mediocri, pari per il Lazio al **15%**, e leggermente inferiore quella degli edifici in condizioni pessime, pari all'1% contro il 2% a livello nazionale.

¹⁰⁰ Lo stato di conservazione si riferisce alle condizioni fisiche dell'edificio, sia interne sia esterne. La classificazione è stata operata dall'operatore in fase di rilevazione: come evidenziato nel [modello di rilevazione adottato](#), non si tratta di una valutazione tecnica, ma di un'opinione basata, a titolo indicativo, su intonaco, infissi, danni strutturali, tetto.

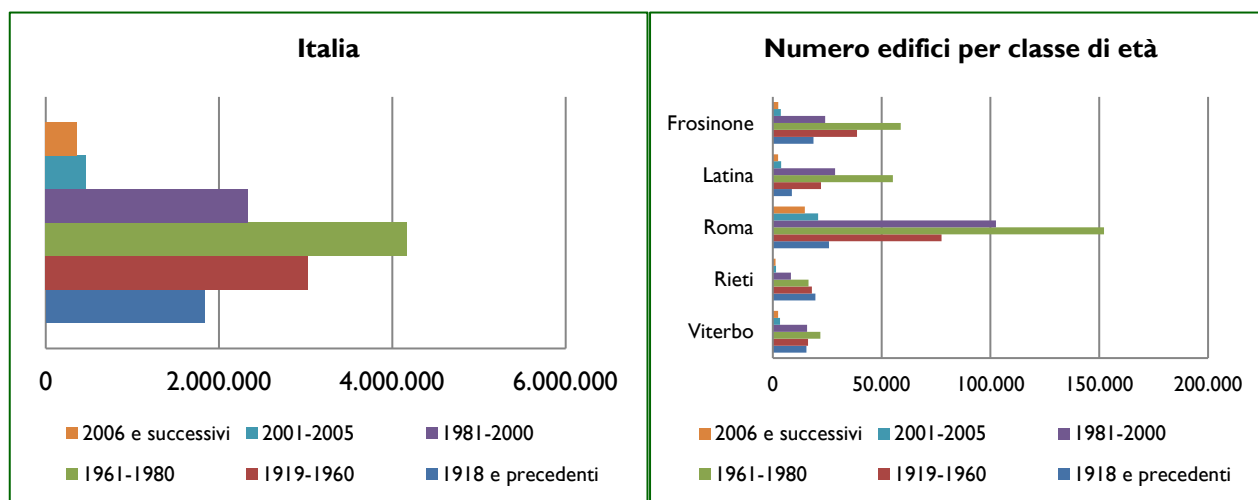
Figura I.63– Numero edifici per stato di conservazione, Italia e province laziali, 2011



Fonte: ISTAT

Per quanto riguarda la classe di età del patrimonio edilizio residenziale, esso risulta relativamente più nuovo nel Lazio rispetto all'Italia (figura I.65). Infatti, il **38%** degli edifici presenti nel Lazio è stata costruita nel periodo **1961-1980**, una percentuale superiore rispetto a quella italiana, pari al **36%**. Superiore anche il numero degli edifici costruiti nel **1981-2000**, pari al **22%**, contro il **19%** dell'Italia. Per quanto riguarda le classi di età più nuove, il dato regionale è in linea con quello italiano, con una percentuale di edifici pari al **4%** nella classe 2001-2005 e al **3%** nella successiva. Nuovamente il dato della provincia di Roma appare migliore rispetto al totale Italia, con valori superiori di un punto percentuale in entrambe le classi.

Figura I.64– Numero edifici per classe di età, Italia e province laziali, 2011



Fonte: ISTAT

La tabella seguente riporta l'informazione combinata sulla classe di età e lo stato di conservazione, confermando il buon potenziale per la riqualificazione energetica esistente a livello regionale e provinciale. Infatti, **sono oltre 127.000 gli edifici che nel Lazio presentano uno stato di conservazione mediocre o pessimo**, di cui oltre 42.000 (oltre la metà dei quali a Roma e provincia) costruiti tra il 1961 e 1980, classe di età nella quale ricadono edifici dalle caratteristiche simili costruiti durante il cosiddetto "boom economico" e prima del 1976, anno della prima legge italiana per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici. Stimando che siano **30.000 gli edifici costruiti nel periodo 1961-1976**, applicando la superficie media per edificio mostrata in precedenza (tabella sottostante), la superficie complessiva di tale sottoinsieme di interesse è pari a poco più di 8 milioni di m².

Tabella I.52 – N° di edifici suddivisi per classe di età e stato di conservazione, **Lazio** e province laziali – ISTAT 2011

	LAZIO					Latina				
	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale
1918 e precedenti	12.736	48.270	25.037	2.347	88.390	1.209	4.941	2.328	279	8.757
1919-1945	10.377	34.182	16.393	1.775	62.727	1.269	3.384	2.259	329	7.241
1946-1960	18.967	65.264	23.584	2.064	109.879	2.371	8.076	4.153	349	14.949
1961-1970	28.013	87.385	21.102	1.612	138.112	4.347	15.195	4.101	261	23.904
1971-1980	39.130	107.660	18.169	1.338	166.297	6.925	21.034	3.149	175	31.283
1981-1990	36.531	68.966	9.041	681	115.219	5.604	12.735	1.213	77	19.629
1991-2000	33.177	28.088	2.590	269	64.124	4.486	4.132	355	20	8.993
2001-2005	23.380	9.051	649	87	33.167	2.440	1.300	92	9	3.841
2006 e successivi	19.321	3.560	355	59	23.295	1.817	539	68	5	2.429
Totale	221.632	452.426	116.920	10.232	801.210	30.468	71.336	17.718	1.504	121.026

	Roma					Rieti				
	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale
1918 e precedenti	3.792	13.763	7.483	790	25.828	3.241	11.161	4.671	539	19.612
1919-1945	5.202	12.795	5.999	654	24.650	1.281	6.032	2.078	171	9.562
1946-1960	11.029	30.768	10.022	1.087	52.906	1.571	5.443	1.302	78	8.394
1961-1970	14.985	41.951	10.614	1.047	68.597	2.147	5.176	714	54	8.091
1971-1980	18.625	53.846	10.170	960	83.601	2.769	4.980	529	37	8.315
1981-1990	19.395	38.885	5.823	523	64.626	2.314	2.687	282	15	5.298
1991-2000	18.935	17.093	1.692	221	37.941	1.854	1.105	70	4	3.033
2001-2005	14.879	5.514	356	62	20.811	1.143	337	27	2	1.509
2006 e successivi	12.595	1.874	189	46	14.704	1.036	185	20	2	1.243
Totale	119.437	216.489	52.348	5.390	393.664	17.356	37.106	9.693	902	65.057

		Viterbo					Frosinone				
		ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale
1918 precedenti	e	2.592	8.107	4.531	260	15.490	1.902	10.298	6.024	479	18.703
1919-1945		1.146	4.143	1.822	188	7.299	1.479	7.828	4.235	433	13.975
1946-1960		1.343	5.639	1.802	119	8.903	2.653	15.338	6.305	431	24.727
1961-1970		2.046	6.475	1.357	80	9.958	4.488	18.588	4.316	170	27.562
1971-1980		3.212	7.429	1.179	57	11.877	7.599	20.371	3.142	109	31.221
1981-1990		3.551	4.928	606	40	9.125	5.667	9.731	1.117	26	16.541
1991-2000		3.902	2.477	258	17	6.654	4.000	3.281	215	7	7.503
2001-2005		2.431	784	92	8	3.315	2.487	1.116	82	6	3.691
2006 successivi	e	2.022	385	24	1	2.432	1.851	577	54	5	2.487
Totale		22.245	40.367	11.671	770	75.053	32.126	87.128	25.490	1.666	146.410

Fonte: ISTAT

Il numero di immobili a disposizione delle Aziende Territoriali per l'Edilizia Residenziale (ATER) è ingente: Le sette ATER regionali gestiscono, ad oggi, oltre 80 mila abitazioni pari a circa il **3,7%** del patrimonio alloggiativo complessivo nella regione (tabella sottostante) e al **20%** del totale del mercato dell'affitto a Roma e nel Lazio.

Tabella 1.53 – Alloggi gestiti dalle ATER del Lazio

	ALLOGGI
A.T.E.R. Comune di Roma	47.714
A.T.E.R. Provincia di Roma	10.863
A.T.E.R. Provincia di Frosinone	7.137
A.T.E.R. Provincia di Latina	8.302
A.T.E.R. Provincia di Rieti	2.428
A.T.E.R. Provincia di Viterbo	4.122
A.T.E.R. Comprensorio di Civitavecchia	2.772
Totale alloggi A.T.E.R. nel Lazio	83.338

Fonte: Regione Lazio "Rapporto regionale sulla condizione abitativa nel Lazio – 2015" Assessorato Infrastrutture, Enti Locali e Politiche Abitative - Direzione Infrastrutture e Politiche Abitative - Area Piani, Programmi e Interventi di Edilizia Residenziale Sociale

Nella sola città di Roma è censito un patrimonio a disposizione dell'ATER di circa 48.000 unità immobiliari in 2.000 edifici, per oltre 5,7 milioni di metri quadri di superficie, destinati prevalentemente ad alloggi per edilizia sociale. Gli immobili a destinazione commerciale (locali ed aree) sono circa 3.000. L'ATER di Rieti gestisce circa 2500 alloggi, posti in circa 300 fabbricati, di cui 130 di proprietà esclusiva dell'ATER. Nella

provincia di Latina risultano circa 8.300 alloggi di proprietà. Nella sola zona di Cassino le unità immobiliari gestite dalla locale ATER sono 3.300.

Nell’ambito del progetto di digitalizzazione finalizzato alla creazione della banca dati ATER nel Lazio (*attualmente in fase di implementazione*), un primo screening ha consentito di estrapolare alcuni macro dati sul patrimonio ERP delle ATER del Lazio, tra i quali quello relativo alla data di costruzione degli edifici che evidenzia come più del 40% degli stessi risulta realizzato tra 1961 ed il 1985 e solo il 3% dopo il 2000 (Figure I.66 e I.67) periodo dopo il quale sono divenuti più cogenti gli obblighi normativi di utilizzo di tecniche e materiali per garantire l’efficienza energetica degli immobili.

Figura I.65 – Alloggi gestiti dalle ATER, per provincia - Lazio

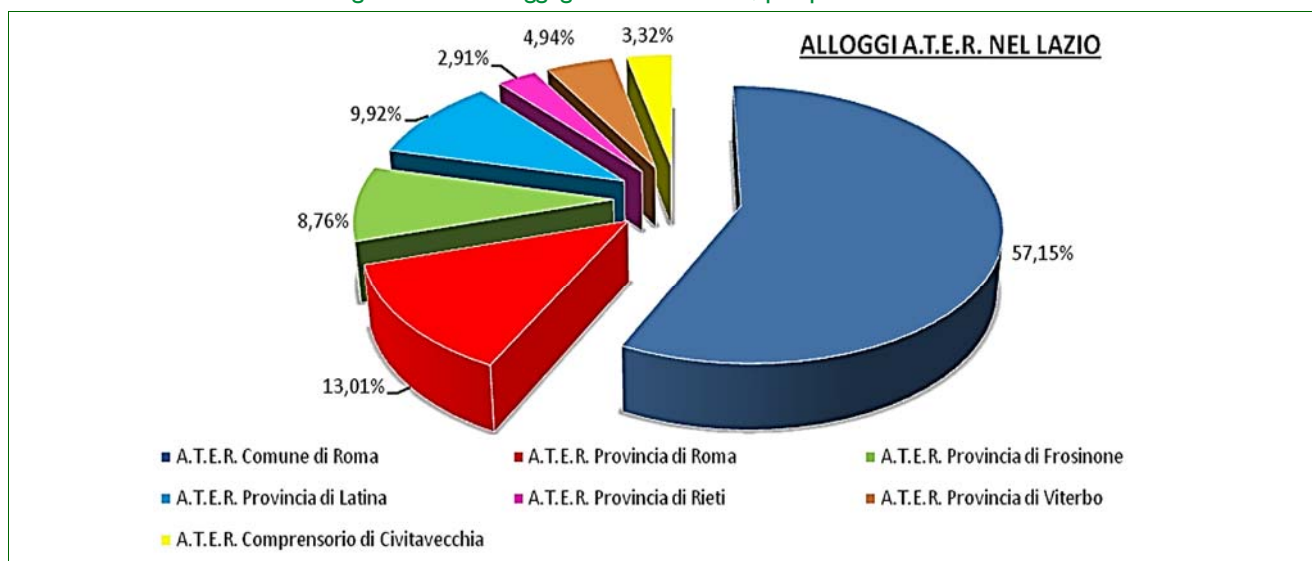
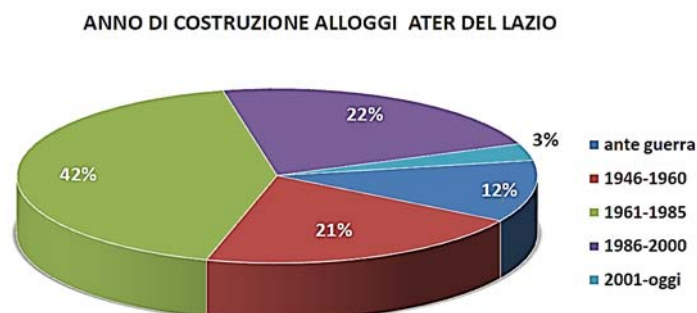


Figura I.66 Alloggi gestiti dalle ATER, per provincia e data di costruzione- Lazio



Fonte: Regione Lazio “Rapporto regionale sulla condizione abitativa nel Lazio – 2015” Assessorato Infrastrutture, Enti Locali e Politiche Abitative - Direzione Infrastrutture e Politiche Abitative - Area Piani, Programmi e Interventi di Edilizia Residenziale Sociale

Per quanto riguarda le abitazioni, la tabella seguente I.57 sintetizza per provincia il tipo di combustibile o energia che alimenta l’impianto di riscaldamento delle abitazioni occupate da residenti: oltre 1,72 milioni (69%) dei circa 2,48 milioni (100%) di abitazioni **sono riscaldate con impianto a metano**.

Tabella I.54 – Numero di abitazioni occupate da residenti per tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto di riscaldamento, dettaglio provinciale - Lazio

	metano, gas naturale	gasolio	Gpl (Gas Petrolio Liquefatto)	combustibile solido (legna, carbone, ecc.)	olio combustibile	energia elettrica	altro combusti bile o energia	Lazio
Frosinone	105.663	6.859	22.382	71.925	158	5.965	6.002	218.954
Latina	136.604	4.270	27.568	37.958	172	13.113	2.979	222.664
Rieti	38.217	3.322	9.788	26.662	77	1.873	2.223	82.162
Roma	1.359.869	116.709	88.721	110.009	2.448	102.964	20.090	1.800.810
Viterbo	86.318	6.721	13.072	40.561	152	5.322	4.868	157.014
Lazio	1.726.670	137.881	161.531	287.115	3.008	129.237	36.163	2.481.605

Fonte: ISTAT

Edilizia non residenziale nel Lazio

Per quanto riguarda gli edifici non residenziali, la tabella seguente riporta la suddivisione per tipologia d'uso.

Tabella 1.55 – Edifici e complessi di edifici ad uso non residenziale per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011

	produttivo	commerciale	direzional e/terziario	turistico/ ricettivo	servizi	altro tipo di utilizzo	non utilizzati	totale
Edifici								
Frosinone	2.295	3.055	560	317	1.718	9.932	14.668	32.545
Latina	2.984	2.824	384	498	1.442	8.193	6.585	22.910
Rieti	855	827	179	244	900	3.547	5.530	12.082
Roma	7.196	11.098	3.061	1.818	7.007	27.930	12.297	70.407
Viterbo	944	1.175	235	344	736	3.296	3.217	9.947
Lazio	14.274	18.979	4.419	3.221	11.803	52.898	42.297	147.891
Complessi di edifici *								
Frosinone	135	78	12	8	136	187	139	695
Latina	147	70	17	22	127	119	73	575
Rieti	11	13	7	6	35	284	153	509
Roma	476	351	193	110	1.089	756	296	3.271
Viterbo	65	75	5	33	130	176	44	528
Lazio	834	587	234	179	1.517	1.522	705	5.578

* Si intende un insieme di costruzioni, edifici ed infrastrutture non residenziali, normalmente ubicati in un'area limitata (spesso chiusa e ben limitata), finalizzati in modo esclusivo (o principale) all'attività di un unico consorzio, ente, impresa o convivenza.

Fonte: ISTAT

La tabella seguente riporta il quadro aggiornato al 2013 dei soli **alberghi**, circa 3.000. Sul territorio italiano risultano circa 25.800 edifici ad esclusivo o prevalente uso alberghiero¹⁰¹, una superficie complessiva di 48,6 milioni di m², da cui una superficie media di 1.884 m² per edificio. Applicando in via preliminare tale valore al **Lazio**, si ottiene una stima della superficie complessiva delle strutture alberghiere nel Lazio pari a 5,5 milioni di m².

Tabella 1.56 – Strutture ricettive per tipologia, dettaglio provinciale, anno 2011

Province	Alberghi 5 stelle e 5 stelle lusso	Alberghi 4 stelle	Alberghi 3 stelle	Alberghi 2 stelle	Alberghi 1 stella	Totale
Viterbo	0	20	64	25	13	122
Rieti	0	10	33	10	4	57
Roma	31	326	483	309	170	1.319
di cui: Roma	29	263	350	231	137	1.010
Latina	0	33	83	60	17	193
Frosinone	1	23	138	51	18	231
Lazio	61	675	1.151	686	359	2.932

Fonte: Regione Lazio – [Open data](#)

La tabella seguente riporta la dinamica delle grandi strutture di vendita nel Lazio da cui si evince che sia il numero che la relativa superficie hanno avuto un trend decrescente negli ultimi tre anni. Degli oltre 2,8 milioni di m² di superficie presenti sul territorio laziale nel 2013, oltre 2,4 sono concentrati nel Comune di Roma (ab. 1.69).

Tabella 1.57 – N° e superficie (mq) delle grandi strutture di vendita, anni 2011-2013, dettaglio provinciale - Lazio

Provincia	2011		2012		2013	
	Numero	Superficie (mq)	Numero	Superficie (mq)	Numero	Superficie (mq)
Frosinone	22	87.521	20	78.231	17	69.369
Latina	19	116.298	22	114.541	25	129.542
Rieti	3	10.794	3	10.794	3	10.794
Provincia Roma (escluso comune di Roma)	41	211.098	35	181.374	34	178.874
Comune di Roma	119	3.999.369	115	3.981.078	88	2.417.907
Viterbo	6	32.574	6	32.574	6	32.574
Lazio	210	4.457.654	201	4.398.592	173	2.839.060

Fonte: Regione Lazio – [Open data](#)

La tabella seguente, riporta il quadro di dettaglio per tipologia di vendita (alimentare, misto e non alimentare) nel 2013, con circa 2 milioni di m² dedicati alla vendita di generi non alimentari.

¹⁰¹ Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico – STREPIN.

Tabella 1.58 – Grandi strutture di vendita del Lazio per tipologia, anno 2013, dettaglio provinciale

Provincia	Alimentare		Misto		Non alimentare		Totale	
	Numero	Superficie	Numero	Superficie	Numero	Superficie	Numero	Superficie
Frosinone	1	5.198	3	22.501	13	41.670	17	69.369
Latina	2	5.878	10	44.584	13	79.080	25	129.542
Rieti	0	0	0	0	3	10.794	3	10.794
Provincia Roma (escluso comune di Roma)	0	0	13	64.384	21	114.490	34	178.874
Comune di Roma	2	491.034	31	272.027	55	1.654.846	88	2.417.907
Viterbo	1	4.003	1	6.525	4	22.046	6	32.574
Lazio	6	506.113	58	410.021	109	1.922.926	173	2.839.060

Fonte: Regione Lazio – [Open data](#)

Per quanto riguarda gli uffici pubblici, al 2013 sono censiti nel solo Comune di Roma 830 unità immobiliari, per una superficie complessiva di circa 2,5 milioni di m² (pari al 7% della superficie nazionale censita).

Infine, per ospedali e case di cura risultano censite nel Comune di Roma 174 unità immobiliari, per una superficie di circa 2 milioni di m².

Edilizia scolastica nel Lazio

La tabella seguente riporta la suddivisione delle scuole pubbliche presenti sul territorio tra statali e paritarie, per un totale di **4.663** scuole. Nel Comune di Roma risultano censiti¹⁰² 436 edifici scolastici per una superficie complessiva di circa 2,1 milioni di m². Considerando che i due terzi delle strutture presenti nel Lazio sono a Roma, estendendo in via preliminare tale rapporto anche per la superficie, si stima in via conservativa¹⁰³ una superficie di oltre 3 milioni di m² per gli edifici scolastici nel Lazio.

Tabella 1.59 – Scuole statali e paritarie, anno scolastico 2018/2019, dettaglio provinciale – Lazio

Provincia	Scuole statali (punti di erogazione del servizio*)					Scuole paritarie				
	Infanzia	Primaria	I grado	II grado	Totale	Infanzia	Primaria	I grado	II grado	Totale
Frosinone	195	170	87	69	521	39	11	4	13	67
Latina	150	132	62	51	395	43	11	2	11	67
Rieti	76	69	32	27	204	9	2	1		12
Roma	550	706	347	298	1.901	688	201	92	206	1.187
Viterbo	89	74	54	40	257	25	8	6	13	52
Totale	1.060	1.151	582	485	3.278	804	233	105	243	1.385

* I punti di erogazione del servizio scolastico sono le scuole presso le quali viene erogato il servizio scolastico, ovvero le scuole dell'infanzia, i plessi di scuola primaria, le scuole di 1° e 2° grado, siano esse istituti principali o sezioni associate.

Nel campione di edifici riferiti all'anno scolastico 2018-2019 (poco più di 4660) si possono valutare i seguenti aspetti:

- La quota maggiore di edifici (52%) ha dimensione superiore ai 4000 mq, seguita da una quota di edifici scolastici del 23% con superficie compresa tra i 2000mq e i 4000mq (cfr. tabella seguente).
- Come riportato in tabella circa l'80% degli edifici scolastici hanno la superficie distribuita tra 1 e 3 piani fuori terra (cfr. Tabella 1.63).

Tabella 1.60 – Distribuzione scuole per Superficie - Lazio

Superficie totale	numero scuole	percentuale %
< 500 mq	190	4,07
500/1000 mq	257	5,51
1000/2000 mq	691	14,82
2000/4000 mq	1085	23,27
4000 mq	2440	52,33
TOT	4663	100,00

Le scuole collocate all'interno di un unico edificio sono l'83% e il restante 17% sono complessi di edifici. Il 77% dei fabbricati è completamente isolato, il 13% è contiguo su due o più lati con altri fabbricati e il 10% è

¹⁰² Fonte: Ministero Economia e Finanze – [Dipartimento del Tesoro, Patrimonio della PA: Rapporto sui beni immobili detenuti dalle Amministrazioni Pubbliche al 31 dicembre 2013](#).

¹⁰³ Lo studio citato ha infatti monitorato l'83% degli edifici, pertanto la superficie riportata per il Comune di Roma potrebbe essere sottostimata.

contiguo su un unico lato. La grande maggioranza degli edifici è totalmente utilizzato (l'87%) e l'11% lo è soltanto parzialmente anche a seguito dell'evoluzione delle dinamiche demografiche e della conseguente razionalizzazione dei distretti didattici. L'1,7% degli edifici è in fase di ristrutturazione o manutenzione straordinaria, parziale o totale.

Dal punto di vista costruttivo, si ha una netta prevalenza di strutture miste in cemento armato e muratura che rappresentano il 67% del totale, a cui seguono la muratura portante in pietra e mattoni (15%), e la muratura portante in laterizio (14%). Soltanto il 2% degli edifici ha una struttura portante in cemento armato e pannelli prefabbricati.

Oltre il 70% degli edifici scolastici si sviluppa per 2 piani fuori terra (tabella sottostante) e quasi il 55% delle strutture non ha elevatori meccanici. In media si hanno 1,6 scale interne ogni edificio, 1,2 scale esterne e 1,4 scale di sicurezza.

Tabella 1.61 – Distribuzione scuole per numero di piani - Lazio

Numero piani	numero scuole	percentuale %
nessuna informazione	48	1,03
1	1103	23,65
2	1404	30,11
3	1215	26,06
4	576	12,35
5	220	4,72
da 6 a 10	97	2,08
TOT	4663	100,00

Fonte: elaborazione ENEA

La Tabella 1.65 mostra il numero di scuole con specifici accorgimenti per la riduzione dei consumi energetici, mentre la Tabella 1.66 mostra la distribuzione scuole per tipologia di impianto di riscaldamento.

Il 12% degli edifici ha aule con una sola finestra mentre il 88% ha 2 o più finestre (rispettivamente 50% e 38%). Il telaio è prevalentemente in alluminio (63,8%) seguito dal legno (22,7%), dall'acciaio (5,2%) e dal PVC (6,3%) nelle realizzazioni più recenti.

Tra gli edifici scolastici poco più del 60% presenta degli accorgimenti per la riduzione del consumo energetico e le tipologie installate più utilizzate con la distribuzione percentuale sono riportate.

Soltanto il 6% degli edifici possiede aggetti esterni fissi e/o mobili mentre il 51% è dotato di schermi esterni (persiane, avvolgibili) e il 53% di schermi interni (tende, veneziane). Gli edifici scolastici che presentano un impianto di riscaldamento installato sono circa l'86%, con una prevalenza di impianti centralizzati a metano di circa il 69%. I tubi del circuito di distribuzione sono prevalentemente in traccia (87%).

Il sistema di emissione del fluido termovettore è costituito essenzialmente da radiatori (93%) con una minima percentuale di fan-coil (4,4%) e di pannelli radianti (3,2%).

L'80% degli edifici possiede un unico sistema di regolazione della temperatura per l'intero edificio e soltanto il 12% ne ha uno in ogni stanza, mentre l'8% ne dispone uno in ogni piano.

Tabella 1.62 – Accorgimenti riduzione consumi energetici - Lazio

Riduzione Consumi Energetici	N°	%	si	%	TOT
Accorgimenti Riduzione Consumi Energetici	1814	38,9	2849	61,1	4663
Tipologia Intervento					
Doppi Vetri Serramenti			1511	53,04	percentuale riferita ai 2849 edifici che presentano interventi per la riduzione dei consumi energetici
Isolamento Copertura			999	35,06	
Isolamento Pareti Esterne			367	12,88	
Zonizzazione Impianto Termico			1930	67,74	
Pannelli Solari			1642	57,63	
Altri Accorgimenti Riduzione Consumi			226	7,93	

Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 1.63– Distribuzione scuole per tipologia di impianto di riscaldamento - Lazio

Tipologia Impianto Riscaldamento	Quantità	Percentuale %
Nessun Impianto	654	14,03
Centralizzato Olio Combustibili	0	0,00
Centralizzato Gasolio	519	11,13
Centralizzato Metano	3220	69,05
Centralizzato Gpl	140	3,00
Centralizzato Aria	0	0,00
Corpi Scaldant elettrici Autonomi	27	0,58
Teleriscaldamento	1	0,02
Condizionamento Ventilazione	32	0,69
Riscaldamento Altra Natura	70	1,50
Totale	4663	100,00
Edifici Scolastici Con Impianto Riscaldamento	4009	85,97%

Fonte: elaborazione ENEA

Edilizia Ospedaliera nel Lazio

Gli edifici a destinazione d'uso ospedaliera assumono una veste strategica, non solo per il loro imprescindibile ruolo sociale, ma anche in quanto fortemente energivori. Negli ospedali si rilevano, infatti, consumi medi **3** volte superiori rispetto a quelli del settore civile residenziale in analoghe condizioni climatiche. In particolare, in alcune zone funzionali ospedaliere, come ad esempio le sale operatorie, vi è la necessità di garantire senza interruzioni l'alimentazione elettrica e la stabilità delle condizioni termo igrometriche, di filtrazione e di ricambi d'aria.

Sul territorio regionale insistono **168** strutture ospedaliere¹⁰⁴ pari all'11,2% di quelle nazionali che gestionalmente dipendono dalle 12 ASL del Lazio (tabella sottostante).

Tabella I.64 – Numero di strutture sanitarie insistenti sul territorio regionale per provincia, ASL di appartenenza e tipologia di struttura

Provincia/ASL	Az. Ospedaliera	Az. Ospedaliera-Universitaria	C. di cura Privata Accreditata	C. di Cura Privata Non Accreditata	IRCCS [1]	Istituto Qualificato o Presidio	Osp. a Gestione Diretta	Osp. Classificato	Totale complessivo
FR			6				5		11
ASL FROSINONE			6				5		11
LT			6				7		13
ASL LATINA			6				7		13
RI							3		3
ASL RIETI							3		3
RM	5	6	45	29	10	2	26	8	131
ASL RM/A		1	5	13	5		3	1	28
ASL RM/B		2	3	2		1	1		9
ASL RM/C	1		8	2	1		2	1	15
ASL RM/D	1		7	2	2	1	2	2	17
ASL RM/E	3	3	9	10	2		3	3	33
ASL RM/F			2				2		4
ASL RM/G			4				5		9
ASL RM/H			7				8	1	16
VT			3		1		6		10
ASL VITERBO			3		1		6		10
Totale complessivo	5	6	60	29	11	2	47	8	168

[1] IRCCS: Istituti di Ricovero e Cura a Carattere Scientifico - Gli Istituti di ricovero e cura a carattere scientifico si occupano di ricerca clinica e traslazionale. Essi effettuano una ricerca che deve trovare necessariamente sbocco in applicazioni terapeutiche negli ospedali. La loro attività ha per oggetto aree di ricerca ben definite sia che abbiano ricevuto il riconoscimento per una singola materia (IRCCS monotematici) sia che l'abbiano ricevuto per più aree biomediche integrate (IRCCS politematici).

¹⁰⁴ Regione Lazio – OPEN DATA: Dataset Elenco degli ospedali del Lazio - Autore: Dipartimento di Epidemiologia del Servizio Sanitario Regionale; Responsabile: Direzione Regionale Salute e Integrazione Sociosanitaria; Creato il: 05/02/2015; Aggiornato il: 30/03/2015; Frequenza di aggiornamento: Annuale; Periodo temporale: 2013

In termini di disponibilità di **posti letto (PL)**, la Regione Lazio nell’ambito delle azioni previste per la riorganizzazione della rete ospedaliera a salvaguardia degli obiettivi strategici di rientro dai disavanzi sanitari¹⁰⁵, ha individuato la consistenza del fabbisogno di PL presenti e programmati per area territoriale (tabella sottostante).

Tabella 1.65 - Confronto PL presenti e programmati per area territoriale

AREA TERRITORIALE	Popolazione residente	PL NSIS		PL Programmati Regione Lazio	
		2014	Rapporto PL/POP	2014/2015	Rapporto PL/POP
RM e Area metropolitana Roma	4.321.244	17.416	4,03	17.184	3,98
VT	322.195	859	2,67	878	2,73
RI	159.670	359	2,25	429	2,69
LT	569.664	1.633	2,87	1.698	2,98
FR	497.678	1.320	2,65	1.422	2,86
Totale	5.870.451	21.587	3,68	21.611	3,68

Fonte: Decreto Commissario ad Acta U00368 – “Attuazione Programmi Operativi 2013-2015 di cui al Decreto del Commissario ad Acta n. U00247/2014. Adozione del documento tecnico inerente: Riorganizzazione della rete ospedaliera a salvaguardia degli obiettivi strategici di rientro dai disavanzi sanitari della Regione Lazio”

Le strutture ospedaliere nel Lazio indubbiamente presentano ampi margini di risparmio energetico, conseguibili sia attraverso un miglioramento dell’efficienza dei sistemi edificio-impianto sia tramite una gestione più oculata dell’energia.

Dati disaggregati sui consumi dell’edilizia ospedaliera nel Lazio sono di difficile reperibilità principalmente perché i soggetti che li hanno raccolti, generalmente tramite affidamento di specifici incarichi contrattuali, non intendono divulgarli oppure sono tenuti a mantenere il segreto statistico. Un’ulteriore difficoltà nella raccolta d’informazioni dalle aziende sanitarie è dovuta alla mancanza di consapevolezza nei confronti del problema del consumo energetico. Infatti, alla luce della modesta incidenza di questa spesa all’interno del conto economico complessivo di un’azienda sanitaria, può essere non prioritario propendere verso interventi migliorativi. D’altro canto, poter avere il bilancio energetico di tali strutture in modalità “open data” individuare specifici indici di riferimento normalizzati per effettuare il confronto delle prestazioni energetiche sarebbe particolarmente prezioso, nell’ottica di sensibilizzare i decisori ad attuare azioni di risparmio energetico in questo settore coerentemente con le normative tecniche in tema d’usi finali dell’energia. Pertanto, in carenza di dati analitici, per effettuare una stima a livello regionale dei consumi energetici in tale comparto, è stato adottato un approccio misto **analitico-parametrico** che consiste nell’identificare un campione particolarmente significativo da utilizzare come benchmark per una successiva estensione dei risultati ottenuti e delle conclusioni tratte al complesso delle strutture ospedaliere regionali:

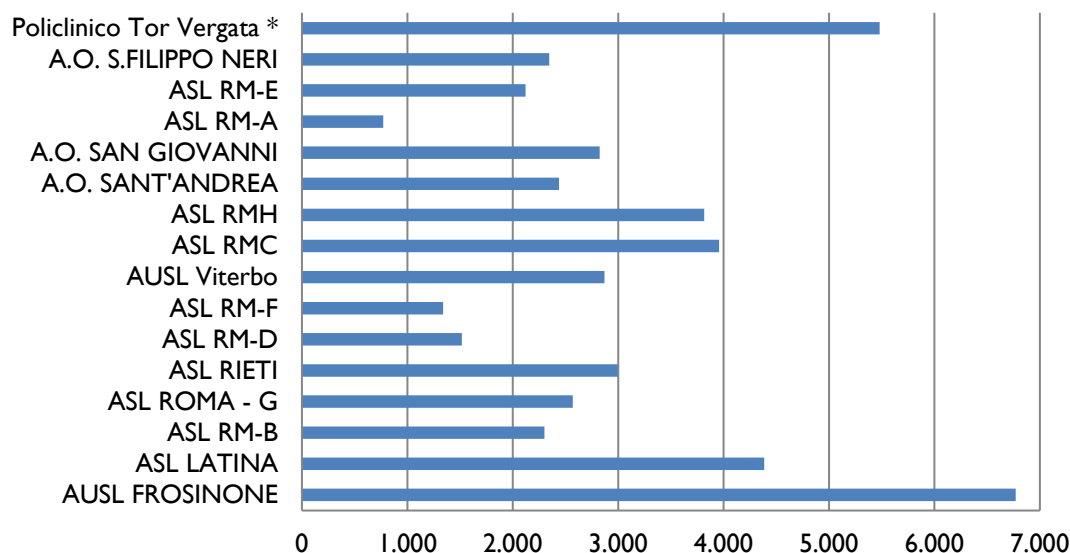
- **metodo analitico:** per i soli immobili della Regione Lazio nella disponibilità delle Aziende Sanitarie¹⁰⁶ ricomprese nella gara per l’affidamento del Multiservizio Tecnologico e fornitura vettori energetici (cfr. seguente Box) i consumi energetici sono stati analiticamente stimati in complessivi **48,5 ktep** (figure sottostanti),

¹⁰⁵ Decreto Commissario ad Acta U00368 – “Attuazione Programmi Operativi 2013-2015 di cui al Decreto del Commissario ad Acta n. U00247/2014. Adozione del documento tecnico inerente: Riorganizzazione della rete ospedaliera a salvaguardia degli obiettivi strategici di rientro dai disavanzi sanitari della Regione Lazio”

¹⁰⁶ Aziende Ospedaliere, Aziende Unità Sanitarie Locali, Ospedali Classificati o Assimilati e Istituti Scientifici della Regione Lazio

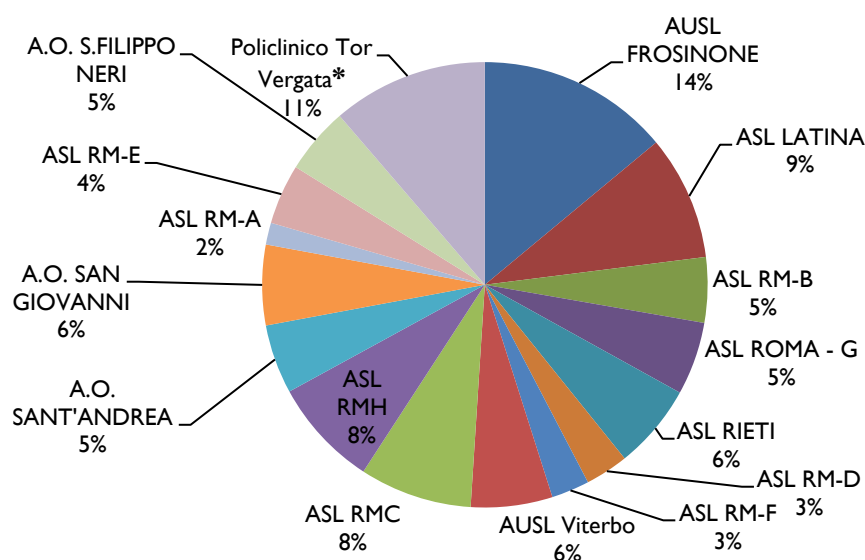
equivalenti ad un consumo energetico medio unitario di circa **5,3 TEP per posto letto**, sulla base della documentazione tecnica di gara.

Figura I.67- Consumi da fonte fossile delle Aziende Sanitarie del Lazio (tep)



Fonte: Elaborazione Lazio Innova su dati di gara per l'affidamento del Multiservizio Tecnologico e fornitura vettori energetici (dati 2012)

Figura I.68- Ripartizione dei consumi degli immobili della Regione Lazio nella disponibilità delle Aziende Sanitarie del Lazio oggetto della gara per l'affidamento del Multiservizio Tecnologico e fornitura vettori energetici



* Azienda Ospedaliera integrata con l'Università

Fonte: Elaborazione Lazio Innova su dati di gara per l'affidamento del Multiservizio Tecnologico e fornitura vettori energetici (cfr. BOX I.1)

Tuttavia, non essendo disponibili i consumi analitici né delle ASL non ricomprese nella suddetta gara (Policlinico Umberto I, IFO, INMI Spallanzani, ARES118 e Azienda Ospedaliera San Camillo) né delle

strutture private accreditate e non accreditate, nel seguito è stata effettuata una stima parametrica di tutti i consumi ospedalieri regionali.

- **Metodo parametrico:** applicando alla consistenza dei PL disponibili in ambito regionale il valore del consumo medio unitario precedentemente illustrato nel metodo analitico (5,3 tep/PL), si può ragionevolmente stimare in via parametrica un **consumo energetico di tutte le strutture ospedaliere del Lazio pari a circa 114 ktep.**

Sulla base dello studio ENEA-MiSE “Valutazione tecnico-economica delle soluzioni per l’efficienza energetica negli edifici della Pubblica Amministrazione -2014” si può infine considerare, per una struttura tipo, il consumo medio energetico unitario delle principali utenze energetiche in ambito ospedaliero (illuminazione, forza motrice, apparecchiature elettromedicali, sistemi di monitoraggio e controllo, climatizzazione, produzione acqua calda sanitaria etc.) da cui si desume che le quote dei consumi termici e elettrici sono pari rispettivamente a circa 82% e 18% (tabella sottostante).

Tabella I.66 – Ripartizione tra elettrici e termici dei consumi energetici per posto letto (PL)

Utenze energetiche ospedaliere	u.m	Consumi termici		Consumi elettrici	
Riscaldamento	MWh/PL	27,3	54%		
Usi tecnologici	MWh/PL	15,6	31%		
Acqua calda	MWh/PL	2,9	6%		
Lavanderia	MWh/PL	3,9	8%		
Altri usi	MWh/PL	0,3	1%		
Prep. Alimenti	MWh/PL	0,5	1%		
Illuminazione	MWh/PL			3,8	34,4%
Condizionamento	MWh/PL			1,3	11,7%
Lavaggio biancheria	MWh/PL			1,1	9,6%
Macchinari medici	MWh/PL			0,8	7,0%
Boiler el. ACS	MWh/PL			0,7	6,5%
Altro	MWh/PL			3,4	30,8%
Totale	MWh/PL	50,5	100%	11,1	100%
Totale	tep/PL	4,3		1,0	
Ripartizione del totale per vettore	%	82%		18%	

Fonte: ENEA - MISE

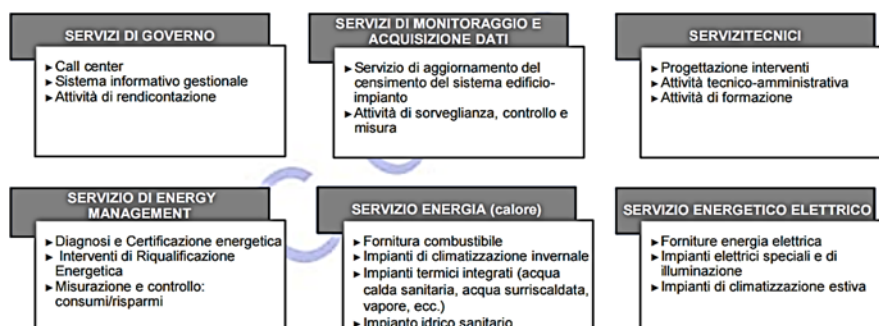
Box I.1

Multiservizio Tecnologico e fornitura dei vettori energetici agli immobili in proprietà o nella disponibilità delle Aziende Sanitarie della Regione Lazio

In combinazione alla recente riorganizzazione della rete ospedaliera regionale, la Regione Lazio con il Decreto del Commissario ad Acta U00424 del 1 ottobre 2013 ha autorizzato la Centrale Acquisti regionale a svolgere la procedura di gara centralizzata, suddivisa in 7 lotti, per un valore complessivo di euro **1.277.216.000** (oltre IVA), per l'affidamento del Multiservizio Tecnologico e fornitura vettori energetici per le seguenti aziende sanitarie regionali:

LOTTI	AA.SS.
1	ASL Latina, ASL Frosinone
2	ASL Roma B, ASL Roma G, ASL Rieti
3	ASL Roma D, ASL Roma F, ASL Viterbo
4	ASL Roma C, ASL Roma H
5	Azienda Ospedaliera Sant'Andrea, Azienda Ospedaliera San Giovanni
6	ASL Roma A, ASL Roma E, Azienda Ospedaliera San Filippo Neri
7	Policlínico Tor Vergata

La durata del contratto ipotizzata è fissata in 9 anni. I servizi possono essere suddivisi nelle seguenti 6 principali linee di attività:



In fase di aggiudicazione nell'offerta tecnica ciascun offerente ha dovuto presentare

- Descrizione degli interventi proposti in relazione alle singole realtà delle AS contraenti, conformemente a quanto previsto dal Capitolato Tecnico con indicazione dei risparmi energetici espressi in TEP;
- Obiettivi di risparmio complessivi in termini di TEP che l'appaltatore intende conseguire (distinti per Azienda e in totale per Lotto) derivanti dalla somma degli interventi proposti. **All'Assuntore in particolare viene richiesto di assumere l'onere di effettuare interventi di riqualificazione energetica inerenti al sistema edificio impianto che devono comportare una diminuzione dei consumi dei vettori energetici (ad esclusione dell'acqua) non inferiori al 10%.**
- energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili: percentuale di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili offerta rispetto al totale.

Per il raggiungimento di tale obiettivo sono stati previsti diverse tipologie di intervento:

1. Interventi a carico del fornitore inclusi nel canone: nel primo triennio il fornitore dovrà effettuare interventi di efficientamento energetico per un ammontare non inferiore al 5% della somma dei valori complessivamente offerti dall'Assuntore in sede di gara per i servizi di climatizzazione estiva, climatizzazione invernale ed illuminamento. Qualora l'assuntore non realizzi gli investimenti previsti sarà applicata una penale particolarmente gravosa (ancora in corso di definizione).
2. Ulteriori Interventi a carico del fornitore e della AA.SS./Regione: interventi che in termini di dimensione, natura e tempi di ritorno degli investimenti non possono essere ricompresi nel canone e devono per cui essere finanziati con ulteriori fondi. Per tali interventi dovrà:
 - a) farsi carico di una quota di costo pari al 50% dei risparmi pianificati sui vettori energetici da lui stesso previsti per il periodo che va dal completamento dell'intervento alla scadenza del contratto.
 - b) operare un costante monitoraggio dei bandi nazionali e comunitari sull'efficientamento energetico e proporre l'utilizzo all'Azienda Sanitaria. Tutti i costi per la presentazione di progetti di finanziamenti e la loro rendicontazione saranno a carico dell'Assuntore.

1.6.1.2 I meccanismi di incentivazione per la riqualificazione del patrimonio edilizio

Detrazioni fiscali per riqualificazione energetica e recupero edilizio - Italia

Gli incentivi di detrazione fiscale per interventi di riqualificazione energetica e recupero edilizio hanno accelerato il numero di interventi e di investimenti effettuati a tale scopo. Tale accelerazione è visibile dall'analisi del numero di interventi di riqualificazione energetica eseguiti dal 2014 fino al 2019.

Nel periodo 2014-2019 sono stati realizzati circa 2,2 milioni di interventi di riqualificazione energetica, di cui circa 400.000 nel 2019. Circa 146.000 richieste sono pervenute sia per la sostituzione dei serramenti che per la sostituzione dell'impianto di climatizzazione invernale, oltre 76.000 richieste sono pervenute inoltre per l'installazione di schermature solari. A partire dal 2011, sono circa 3 milioni gli interventi effettuati, poco più di 4 milioni dall'avvio del meccanismo nel 2007.

Nel 2019 sono stati spesi circa 3,5 miliardi di euro, di cui oltre 1,3 miliardi destinati alla sostituzione dei serramenti, circa 1 miliardo sia per la sostituzione dell'impianto di climatizzazione invernale, sia per interventi di coibentazione dell'involucro, riqualificazione globale e nei condomini. Gli investimenti attivati negli ultimi sei anni ammontano a oltre 20 miliardi di euro; oltre 30 miliardi di euro gli investimenti attivati dal 2011; circa 42,3 miliardi dall'avvio del meccanismo nel 2007.

Tabella 1.67 – Risparmi conseguiti per tipologia (GWh/anno), anni 2014-2019

Anno	2014 - 2018		2019		TOTALE	
	GWh/anno	% sugli interventi totali	GWh/anno	% sugli interventi totali	GWh/anno	% sugli interventi totali
Condomini – parti comuni	18,3	0,31%	24,4	1,90%	42,7	0,60%
Comma 344 - Riqualificazione globale	427	7,30%	72	5,70%	499	7,00%
Comma 345a - Coibentazione involucro	1.622	27,70%	423,9	33,80%	2.045,90	28,80%
Comma 345b - Sostituzione serramenti	2.269	38,80%	287,6	22,90%	2.556,60	36,00%
Comma 345c - Schermature solari	75	1,30%	18,5	1,50%	93,5	1,30%
Comma 346 - Pannelli solari per ACS	228	3,90%	27,9	2,20%	255,9	3,60%
Comma 347 - Climatizzazione invernale	1183	20,20%	394,4	31,50%	1.577,40	22,20%
Building automation	24,3	0,40%	5,2	0,40%	29,5	0,40%
Totale	5.846,60		1.253,90		7.100,50	

Fonte: ENEA

La tabella soprastante (Tabella 1.70) riporta nel dettaglio i risparmi energetici ottenuti, secondo le diverse tipologie di intervento previste. Il trend osservato è in crescita su tutto il periodo e in aumento rispetto al 2017, con 1.254 GWh/anno ottenuti soltanto nel 2019. Nel periodo 2014-2019 il risparmio energetico supera i 7.100 GWh/anno; a partire dal 2011, il risparmio energetico ha superato i 11.350 GWh/anno; a partire dall'avvio del meccanismo nel 2007, il risparmio complessivo è stato pari a circa 17.650 GWh/anno. I risparmi ottenuti nel 2018 sono associabili in particolare alla sostituzione di serramenti (oltre un terzo del totale) e alla coibentazione di solai e pareti (poco meno del 29%), tipologie di interventi che, insieme alla riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento dell'intero edificio, risultano essere caratterizzate

dal miglior costo-efficacia, con un costo sostenuto tra gli 8 e i 12 centesimi di euro per ogni kWh di energia risparmiato durante tutta la vita utile dell'intervento. In termini di interventi specifici eseguiti e tecnologie installate nel 2019 (Tabella I. sottostante), circa 1,5 miliardi di euro sono stati destinati alla sostituzione dei serramenti, oltre 420 milioni di euro a interventi su pareti orizzontali e inclinate, e circa 360 milioni a interventi su pareti verticali. Analizzando l'intero periodo 2014-2019, la quota principale delle risorse stanziata, pari a circa 8,8 miliardi di euro, ha riguardato la sostituzione di serramenti, che è possibile incentivare non soltanto tramite lo specifico Comma 345b, ma anche dai commi 344 e 345a per interventi di riqualificazione globale o sull'involucro; oltre 3,2 miliardi di euro sono stati invece destinati all'installazione di caldaie a condensazione; inoltre oltre 3 miliardi sono stati indirizzati a interventi sulle pareti orizzontali e oltre 2,3 alle pareti verticali.

Tabella I.68 – Risparmi (GWh/anno) per tecnologia, anno 2019 e totale 2014-2018

Anno	2014-2018		2019	
	GWh/anno	%	GWh/anno	%
Pareti verticali	685	11,90%	194,6	15,50%
Pareti orizzontali	972	17,00%	218,2	17,40%
Serramenti	2.542	44,30%	380,4	30,30%
Solare termico	225	3,90%	27,9	2,20%
Schermature solari	73	1,30%	18,5	1,50%
Caldaia a condensazione	878	15,30%	296,1	23,60%
Pompa di calore	250	4,40%	68,9	5,50%
Building automation	23	0,40%	5,2	0,40%
Altro *	86	1,50%	44,1	3,50%
Totale	5.734	100%	1.254	100%

Fonte: ENEA

Nel 2019 si sono registrate 360.000 richieste di accesso all'incentivo contenenti la descrizione di circa 600.000 interventi eseguiti. Rispetto all'Ecobonus la misura prevede interventi aggiuntivi quali l'installazione degli impianti fotovoltaici, i sistemi di contabilizzazione del calore negli impianti termici centralizzati e gli elettrodomestici ad alta efficienza nel caso che siano collegati ad un intervento di ristrutturazione edilizia.

Il risparmio energetico conseguito supera gli 840 GWh/anno (tabella I.72). Il contributo principale è apportato dalle pompe di calore e dalle caldaie a condensazione, rispettivamente con oltre 270 e 250 GWh/anno di risparmio.

Tabella I. 69– Bonus Casa: interventi per i quali è pervenuta ad ENEA richiesta di accesso all'incentivo, superficie o potenza installata, risparmio energetico conseguito (MWh/anno) o energia elettrica prodotta (MWh/anno), anno 2019

Elenco interventi	Numero di interventi	Superficie [m ²]	Potenza installata [MW]	Risparmio energetico [MWh/anno]	Energia Elettrica prodotta [MWh/anno]
Collettori Solari	1.547	10.066		9.435	
Fotovoltaico	29.351				173.481
Infissi	144.306	585.634		91.638	
Pareti Verticali	10.333	727.878		39.140	
P.O. Pavimenti	3.228	237.540		9.520	
P.O. Coperture	6.266	632.766		58.968	
Scaldacqua a pompa di calore	1.858		35	2.317	
Caldaie a condensazione	133.993		3.247	251.028	
Generatori di aria calda a condensazione	849		15	715	
Totale generatori a biomassa	20.270		249	65.569	
Pompe di calore	145.471		709	272.381	
Sistemi ibridi	450		13	3.467	
Building Automation	5.279			5.495	
Sistemi di contabilizzazione del calore	2.624			18.770	
Elettrodomestici	92.897			14.343	
Totale	598.722			842.786	173.481

Fonte: ENEA

Dall'introduzione del nuovo meccanismo del Superbonus, dopo circa un anno, i primi dati disponibili possono fornire alcune indicazioni in merito al numero di edifici e il totale investimenti ammessi alla detrazione, oltre che lo stato di avanzamento dei lavori per tipologia edilizia (tabella I.73).

Dai primi dati analizzati a livello nazionale si riscontra un numero di edifici ammessi alla detrazioni pari a 37.128 di cui in prevalenza gli edifici unifamiliari (51,4%), seguono le unità immobiliari funzionalmente indipendenti (35,6%) e i condomini (13%), a fronte di un totale di investimenti ammessi pari a 5.685.136.399,19 € la maggiore parte assorbita per realizzare gli interventi di efficientamento energetico dei condomini (46,6%), seguiti dagli edifici unifamiliari (33%) e le u.i. funzionalmente indipendenti (20,4%).

In Italia, pertanto durante il primo anno di attivazione, si registra un investimento medio per i condomini pari a 547.191,22€, per gli edifici unifamiliari di 98.264,01€ e per le u.i. funzionalmente indipendenti di 87.833,11€.

Tabella I.70– Superbonus 110%: numero di edifici e totale investimenti ammessi Italia (dati agosto 2021)

			% lavori già realizzati	% edifici	% investi menti
N° di asseverazioni/edifici		€ 37.128	68%		
totale investimenti ammessi a detrazione		€ 5.685.136.399			
totale investimenti lavori conclusi ammessi a detrazione		€ 3.910.461.424			
detrazioni previste a fine lavori		€ 625.650.039	Oneri a carico dello Stato		
detrazioni maturate per i lavori conclusi		€ 4.301.507.566			
di cui	Condomini				
	N° di asseverazioni condominiali	€ 4.844	59,8%	13%	46,6%
	Tot. Inv. Condominiali	€ 2.650.594.252			
	Tot. Lavori Condominiali realizzati	€ 1.585.897.584			
	Edifici unifamiliari				
	N° di asseverazioni edifici unifamiliari	€ 19.072	76,30%	51,40	33,00%
	Tot. Inv. edifici unifamiliari	€ 1.874.091.152		%	
	Tot. Lavori edifici unifamiliari realizzati	€ 1.429.072.895			
	Unità immobiliari (U.I.) funzionalmente indipendenti				
	N° di asseverazioni U.I. funzionalmente indipendenti	€ 13.212	77,20%	35,60	20,40%
	Tot. Inv. U.I. funzionalmente indipendenti	€ 1.160.450.995		%	
	Tot. Lavori U.I. funzionalmente indipendenti realizzati	€ 895.490.945			
			Investimento medio		
Condomini		€ 547.191,22			
Edifici unifamiliari		€ 98.264,01			
U.I. funzionalmente indipendenti		€ 87.833,11			

Fonte: ENEA

Detrazioni fiscali per riqualificazione energetica e recupero edilizio - Lazio

A livello regionale, la tabella seguente riporta il dettaglio delle spese per la riqualificazione energetica sostenute, che hanno portato nel periodo 2014-2018 ad un risparmio di 276,5 GWh/anno mentre nel 2019 si registra un risparmio di 65,4 GWh/anno, come riportato nella tabella I.74. Serramenti e caldaie a condensazione sono gli interventi che hanno prodotto maggiori risparmi nella Regione. (Tabella I.75).

Tabella I.71– Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente: Interventi effettuati, investimenti attivati (M€) e risparmi energetici conseguiti (GWh/anno) per tipologia nel Lazio

Periodo	2014-2018			2019		
	Interventi	Investimenti	Risparmio (GWh/anno)	Interventi	Investimenti	Risparmio (GWh/anno)
Tipologia	(n)	(M€)		(n)	(M€)	
Pareti verticali	1.882	35,4	10,8	233	9,9	4,3
Pareti orizzontali o inclinate	2.325	63,5	18,3	277	12,8	6
Serramenti	78.424	546,4	157,3	13.474	106,5	25,3
Solare termico	2.334	10,7	9,4	287	2,8	1,9
Schermature	12.354	22,6	3,2	3.531	8,5	1,3
Caldaia a condensazione	15.580	143,9	54,8	7.280	39,8	19,2
Pompa di calore	5.620	47,6	15,5	3.702	20,2	5,1
Impianti a biomassa	1.410	7,4	3,2	428	3,6	1,5
Building Automation	445	3,5	1,8	145	1,5	0,5
Altro	1.304	7	1,8	182	1,8	0,3
Totale	121.695	889	276,5	29.539	207,4	65,4

Fonte: ENEA

Tabella I.72– Interventi di risparmio energetico che accedono alle detrazioni fiscali del Bonus Casa, anno 2019

Elenco interventi	Numero di interventi [n]	Superficie [m ²]	Potenza installata [MW]	Risparmio energetico [MWh/anno]
Collettori Solari	90	641,0		600,8
Infissi	6.918	31.873,3		4.987,4
Pareti Verticali	345	18.118,7		974,3
P.O. Pavimenti	158	11.672,0		467,8
P.O. Coperture	231	19.609,9		1.827,5
Scaldacqua a pompa di calore	52		1,0	64,9
Caldaie a condensazione	4.826		122,9	9.505,0

Elenco interventi	Numero di interventi [n]	Superficie [m ²]	Potenza installata [MW]	Risparmio energetico [MWh/anno]
Generatori di aria calda a condensazione	111		0,9	44,4
Totale generatori a biomassa	520		9,4	2.476,6
Pompe di calore	6.762		33,0	12.661,0
Sistemi ibridi	57		1,7	442,5
Building Automation	292			231,1
Totale	20.362	81.915	169	34.283

Fonte: ENEA

Tramite il meccanismo del bonus casa, ai due interventi già visti in precedenza per le detrazioni (infissi e caldaie a condensazione) si affianca come intervento che ha prodotto i maggiori risparmi, l'installazione di pompe di calore (tabella soprastante).

Nel Lazio sono stati sostenuti degli investimenti fino al 2018 che si attestano intorno il 5% rispetto quelli nazionali destinati alle riqualificazioni energetiche. Per il 2019, il Lazio ha rappresentato il 6% degli investimenti nazionali per riqualificazione energetica (tabella 1.76 e tabella 1.77).

Tabella 1.73– Trend della spesa sostenuta (euro) nel Lazio per interventi di efficienza energetica incentivati con le detrazioni fiscali del 65%, anni 2008-2019

Tipologia di intervento	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014-2018	2019
Strutture opache verticali	887.906	1.218.856	6.484.832	4.220.384	2.731.208	3.763.876	35.400.000	9.900.000
Strutture opache orizzontali	3.914.611	5.354.278	7.806.737	6.559.590	3.585.928	4.092.874	63.500.000	12.800.000
Infissi	76.336.138	81.755.001	154.895.342	106.327.915	104.718.189	159.202.180	546.400.000	106.500.000
Pannelli solari	12.330.704	10.411.564	12.209.713	7.510.043	5.531.648	6.674.691	10.700.000	2.800.000
Impianti termici	25.474.898	34.284.815	47.172.851	35.557.465	28.455.885	38.809.586	198.900.000	63.600.000
Schermature	-	-	-	-	-	-	22.600.000	8.500.000
Building Automation	-	-	-	-	-	-	3.500.000	1.500.000
Altro	-	-	-	-	-	-	7.000.000	1.800.000
Totale Lazio	118.944.257	133.024.514	228.569.475	160.175.397	145.022.858	212.543.208	888.000.000	207.400.000
% Lazio su totale Italia	3,40%	5,19%	4,96%	5,17%	5,02%	5,52%	5,39%	6,01%

Fonte: ENEA

Tabella 1.74 – Superficie o unità installate per tecnologia, investimenti (M€), risparmi energetici (GWh/anno), investimenti per abitante (€/ab), per provincia, anno 2019

Provincia	Pareti verticali [m2]	Pareti orizzontali [m2]	Superficie serramento [m2]	Superficie pannelli solari [m2]	Superficie schermature solari [m2]	Caldaia a condensazione	Caldaia a biomassa	Pompa di calore	Sistema ibrido	Scaldacqua a pompa di calore	Building automation	Investimenti (M€)	Risparmio (GWh/anno)	Investimenti per abitante (€/ab)
Viterbo	7.609	3.815	6.149	393,1	1668,3	319	47	211	7	17	11	8	2,6	25,1
Rieti	1.349	2.606	3.614	38,2	655,5	186	39	42	5	16	0	5,1	1,4	32,8
Roma	51.614	58.599	156.257	1555	42557,3	5.870	220	5.585	86	286	124	173,8	54,4	40
Latina	5.462	6.166	9.798	112,9	1602,7	637	79	845	4	66	9	13,2	3,8	22,9
Frosinone	10.751	15.849	8.920	136,8	746,1	406	51	381	6	27	1	11,2	3,8	22,9

Fonte: ENEA

Nella Regione Lazio, dopo il primo anno di attivazione del Superbonus, si riscontra un numero di edifici ammessi alla detrazioni pari a 3.704 (il 9,98% del dato nazionale) di cui in prevalenza gli edifici unifamiliari (47,1%), seguono le unità immobiliari funzionalmente indipendenti (41,7%) e i condomini (11,2%), a fronte di un totale di investimenti ammessi pari a 560.125.884,44€ (9,85% del dato nazionale) la maggiore parte assorbita per realizzare gli interventi di efficientamento energetico dei condomini (46%), seguiti dagli edifici unifamiliari (30,4%) e le u.i. funzionalmente indipendenti (23,6%).

Come investimento medio per i condomini si registra un valore pari a 621.958,05€, per gli edifici unifamiliari di 97.674,80€ e per le u.i. funzionalmente indipendenti di 85.569,47€, come riportato nella tabella sottostante.

Tabella 1.75– Superbonus 110%: numero di edifici e totale investimenti ammessi LAZIO (dati agosto 2021)

		TOTALE LAZIO		
		% lavori già realizzati	% edifici	% investimenti
N° di asseverazioni/edifici		€ 3.704		
totale investimenti ammessi a detrazione		€ 560.125.884		
totale investimenti lavori conclusi ammessi a detrazione		€ 362.365.637	64,7%	
detrazioni previste a fine lavori		€ 616.138.473	Onere a carico dello Stato	
detrazioni maturate per i lavori conclusi		€ 398.602.202		
di cui	Condomini			
	N° di asseverazioni condominiali	€ 414		
	Tot. Inv. Condominiali	€ 257.490.632	52,4%	11%
	Tot. Lavori Condominiali realizzati	€ 135.018.748		
	Edifici unifamiliari			
	N° di asseverazioni edifici unifamiliari	€ 1.744	75,00%	47,10%
	Tot. Inv. edifici unifamiliari	€ 170.344.844		
	Tot. Lavori edifici unifamiliari realizzati	€ 127.771.353		
	Unità immobiliari (U.I.) funzionalmente indipendenti			
	N° di asseverazioni U.I. funzionalmente indipendenti	€ 1.546	75,30%	41,70%
	Tot. Inv. U.I. funzionalmente indipendenti	€ 132.290.408		
Tot. Lavori U.I. funzionalmente indipendenti realizzati	€ 99.575.536			
		Investimento medio		
Condomini		€ 621.958,05		
Edifici unifamiliari		€ 97.674,80		
U.I. funzionalmente indipendenti		€ 85.569,47		

Fonte: ENEA

In conclusione, si nota come i vari meccanismi di incentivazione tramite detrazioni fiscali abbiano riscosso maggior successo per interventi di sostituzione infissi e impianti termici.

Conto Termico

Nel 2019 il meccanismo ha proseguito nei suoi positivi trend di crescita. Nel solo 2019, sono state registrate il 68% di richieste in più rispetto agli anni precedenti (2013-2018). Nel 2019, sono pervenute 114 mila richieste (+23% rispetto al 2018), a cui corrispondono incentivi pari a 433M€ (+29% rispetto al 2018). Si è inoltre osservato nell'ultimo anno un aumento degli importi richiesti per la modalità di accesso "a prenotazione" da parte della PA, richiedendo l'ammissione agli incentivi per il Conto Termico per circa 112 milioni di euro nel 2019 (tabella 1.79).

Nel 2019 sono stati riconosciuti 285,1 milioni di euro di incentivi in accesso diretto ovvero circa il 50% in più rispetto all'anno precedente. Gli interventi di efficienza energetica e rinnovabili termiche incentivati in accesso diretto nel 2019 sono 113.658: tale numero è superiore al numero delle richieste con contratto attivato (111.534) per la presenza di richieste cosiddette "multi-intervento", con più interventi realizzati contestualmente.

Tabella 1.76– Richieste presentate (n) e incentivo richiesto (M€) nel Conto Termico anni 2013-2019

Periodo / Anno	ACCESSO DIRETTO		PRENOTAZIONE		REGISTRI		TOTALE	
	Richieste [n]	Incentivo richiesto [M€]	Richieste [n]	Incentivo richiesto [M€]	Richieste [n]	Incentivo richiesto [M€]	Richieste [n]	Incentivo richiesto [M€]
2013-2014	9.613	32,4	131	4,6	33	5,1	9.777	42,1
2015	8.241	34,7	5	0,2	17	3,2	8.263	38,1
2016	14.814	49,5	141	18,8	*	*	14.955	68,3
2017	42.894	121,5	333	61,7	*	*	43.227	183,2
2018	92.461	247,8	489	87,9	*	*	92.950	335,7
2019	113.856	320,9	474	112,3	*	*	114.330	433,2
Totale 2013-2019	281.879	807	1.573	286	50	8	283.502	1.101

Fonte: Gestore dei Servizi Energetici S.p.A

In termini di tipologia di interventi incentivati, si continua ad evidenziare un maggior orientamento verso gli interventi dedicati all'installazione di impianti termici rinnovabili ad elevate performance energetico e ambientali (biomasse, solare e pompe di calore) a cui possono accedere privati e PA, mentre per la restante parte rivolta più specificatamente ad interventi di efficienza energetica sugli edifici della pubblica amministrazione prevalgono: isolamento involucri, sostituzione finestre e caldaie a condensazione.

I benefici conseguiti attraverso i nuovi interventi incentivati nel 2019 da Conto Termico comprendono: l'attivarsi di oltre 600 milioni di euro di investimenti, quasi 8.000 (unità di lavoro attive - ULA) occupati equivalenti, circa 200 ktep di energia termica da fonti rinnovabili, 89 ktep di risparmi di energia finali a cui corrisponde un risparmio di emissioni di circa 270 migliaia di tonnellate di CO₂. La stima dei risparmi energetici in consumi finali riconducibili ai nuovi interventi incentivati tramite il Conto Termico nel 2019 ammonta a 89 ktep. Considerando anche i risparmi annui conseguiti dagli interventi incentivati negli anni precedenti, il totale dei risparmi al 2019 ammonta a 0,19 Mtep con un trend di nuovi risparmi annui crescente.

Dall'analisi dei dati regionali del 2019 emerge un valore pari a 17.813.307€ di incentivi per interventi nel settore residenziale, mentre per la PA si registrano incentivi per un totale di 263.541€ (vedi tabella sottostante).

Tabella 1.77– Conto Termico nel Lazio: interventi ed incentivi per tipologia (anno 2019)

	n° interventi	incentivo €
Pubblica Amministrazione	13	€ 263.541,00
Residenziale	7934	€ 17.813.307,00
totale	7947	18076848
Diagnosi energetiche + A.P.E.	15	€ 32.750,00

Fonte: Gestore dei Servizi Energetici S.p.A

La distribuzione per tipologia di intervento, numero e relativo incentivo sono riportati nella tabella 1.81 per gli anni dal 2013 al 2019.

Tabella I.78 - – Conto Termico nel Lazio: numero di interventi e incentivo € (anni 2013-2019)

Tipologia	2013-2015		2016		2017		2018		2019	
	N°	Incentivo	N°	Incentivo	N°	Incentivo	N°	Incentivo	N°	Incentivo
	Interv.	(€)	Interv.	(€)	Interv.	(€)	Interv.	(€)	Interv.	(€)
I.A - Involucro opaco	-	-	1	57.897	-	-	2	108.349	2	173.286
I.B - Chiusure trasparenti	-	-	-	-	-	-	2	38.134	-	-
I.C - Generatori a condensazione	-	-	-	-	-	-	2	12.329	10	85.832
I.D - Sistemi di schermatura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.E - NZEB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.F - Sistemi per l'illuminazione	-	-	-	-	2	10.756	2	31.437	1	4.424
I.G - Building automation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.A - Pompe di calore	14	21.739	1	228	181	598.480	511	1.572.115	761	2.622.390
2.B - Generatori a biomasse	159	414.605	375	755.440	2.223	4.314.679	4.430	9.033.951	6.106	13.149.306
2.C - Solare termico	340	764.793	105	326.200	445	861.408	755	1.423.078	1.007	1.971.035
2.D - Scaldacqua a pompa di calore	15	9.414	4	2.393	77	37.603	31	20.841	46	34.149
2.E - Sistemi ibridi	-	-	-	-	10	22.739	14	30.375	14	36.427
Diagnosi + APE	7	5.693	4	19.857	7	7.934	8	9.657	15	32.750

Fonte: Gestore dei Servizi Energetici S.p.A

1.6.1.4 Il potenziale tecnico-economico di risparmio energetico nel settore civile

Settore residenziale

Vista la permanenza in vigore dei meccanismi delle detrazioni fiscali anche oltre il 2020, e considerata l'introduzione del nuovo meccanismo del Superbonus, è lecito ipotizzare, per il periodo 2020-2030, una crescita moderata del tasso di riqualificazione energetica annuale intorno ai 32-35 ktep/anno grazie al quale è possibile stimare un risparmio energetico finale complessivo di **312 ktep nel 2030** (pari a un risparmio energetico primario di 420 ktep al 2030, circa 47 ktep/anno), pari a circa il 8% degli attuali consumi del settore civile (vedi tabella I.82).

Utilizzando per il Lazio, la metodologia cost-optimal proposta a livello nazionale nella STREPIN (vedi §1.6.1.1), applicando l'algoritmo cost-optimal per tipologia di edificio, ovvero monofamiliari e condomini suddivisi in grandi e piccoli, e per epoca di costruzione, si ottiene la superficie da riqualificare annualmente per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico al 2030 e al 2050. Dal momento che la metodologia descritta nello STREPIN riporta solo i parametri di costo e risparmio energetico conseguibili per tipologia edilizia e anno di costruzione per le zone climatiche in fascia B ed E, si è assunta l'ipotesi conservativa di essere in zona climatica B, sebbene la maggioranza dei comuni nel Lazio sia in zona climatica D. Per la stima del risparmio energetico primario conseguibile al 2030 si ottengono i dati riportati nella tabella sottostante, dove viene messa in evidenza la percentuale di superficie da riqualificare per ciascuna tipologia di edificio per raggiungere gli obiettivi previsti dallo scenario di riferimento al 2030.

Tabella I.79- Potenziale di riduzione consumi regionali nel Lazio al 2030 per interventi eseguiti dal 2022 sugli edifici residenziali nello scenario di riferimento

Tipologia edifici		Ipotesi di intervento sul parco edifici					Risparmio energetico primario	
	Epoca di costruz.	Superficie soggetta annualmente ad intervento	Percentuale sul parco immobiliare riqualificato annualmente	Percentuale sul parco immobiliare riqualificato al 2030	Costo globale	Costo/efficacia	Risparmi annuali	
		m ²					(€/anno)	(kWh/€)
Monofamiliari	1946-1970	953.704	0,36%	3,3%	385.296.549	0,69	267,7	23,02
	1970-1990	348.115	0,25%	2,3%	101.127.393	0,48	48,9	4,21
	ante 1946	287.157	0,17%	1,5%	139.213.620	0,32	44,3	3,81
Piccoli condomini	1946-1970	583.841	0,26%	2,3%	168.438.235	0,49	82,7	7,11
	1970-1990	258.546	0,22%	1,9%	55.328.762	0,41	23,0	1,97
	ante 1946	420.697	0,24%	2,2%	145.645.338	0,47	68,0	5,84
Grandi condomini	1946-1970	38.805	0,21%	1,9%	11.874.380	0,41	4,9	0,42

	1970-1990	12.599	0,18%	1,6%	2.513.433	0,35	0,9	0,08
	ante 1946	21.048	0,22%	2,0%	7.728.654	0,42	3,3	0,28
	Totale	2.924.512			1.017.166.4		544	46,7

Fonte: Elaborazione ENEA su dati ISTAT e Ministero dello Sviluppo Economico

Dopo il 2030, a partire dagli elementi esposti, con lo scenario tendenziale REF_Lazio è stato delineato il punto di arrivo al 2050, considerando le ipotesi evolutive su valore aggiunto di servizi e popolazione/famiglie, nonché, come per gli altri settori, trascinando le tendenze energetico - ambientali “virtuose” innescate dal PNIEC¹⁰⁷. Nel complesso, il risparmio energetico complessivo è valutabile nello **scenario tendenziale** intorno ai **620 ktep al 2050**, pari a circa il 16% degli attuali consumi del settore civile.

La stessa metodologia *cost-optimal* della STREPIN nazionale è stata poi applicata per lo **scenario più aggressivo con riferimento al Green Deal europeo**. Si può così stimare il risparmio energetico finale conseguibile, come illustrato nella tabella sottostante 1.83, pari a **1034 ktep al 2030** (pari a un risparmio energetico primario di 1420 ktep al 2030, circa 158 ktep/anno).

¹⁰⁷ “Strategia Italiana di Lungo Termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra” documento del gennaio 2021 redatto dal Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare - Ministero dello sviluppo economico - Ministero delle infrastrutture e dei trasporti - Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali.

Tabella 1.80 - - Potenziale di riduzione consumi regionali nel Lazio al 2030 per interventi eseguiti dal 2022 sugli edifici residenziali nello scenario Green Deal

Tipologia edifici	Ipotesi di intervento sul parco edifici						Risparmio energetico primario	
	Epoca di costruzione	Superficie soggetta annualmente ad intervento	Percentuale sul parco immobiliare riqualificato annualmente	Percentuale sul parco immobiliare riqualificato al 2030	Costo globale	Costo / efficacia	GWh/anno	ktep/anno
		m ²			(€/anno)	(kWh/€)		
Monofamiliari	1946-1970	3.227.922	1,22%	11,0%	1.304.080.627	0,69	906,0	77,90
	1970-1990	1.178.235	0,85%	7,7%	342.277.330	0,48	165,6	14,24
	ante 1946	971.915	0,56%	5,0%	471.184.561	0,32	150,1	12,90
Piccoli condomini	1946-1970	1.976.078	0,86%	7,8%	570.098.640	0,49	280,0	24,08
	1970-1990	875.077	0,73%	6,6%	187.266.578	0,41	77,7	6,68
	ante 1946	1.423.898	0,82%	7,4%	492.953.451	0,47	230,0	19,78
Grandi condomini	1946-1970	131.341	0,72%	6,5%	40.190.209	0,41	16,5	1,42
	1970-1990	42.642	0,61%	5,5%	8.507.004	0,35	3,0	0,26
	ante 1946	71.238	0,75%	6,7%	26.158.522	0,42	11,1	0,95
Totale		9.898.347			3.442.716.923		1840	158,2

Fonte: Elaborazione ENEA su dati ISTAT e Ministero dello Sviluppo Economico

Nella tabella I.84 si riporta nella parte in alto il numero di edifici residenziali presenti nel Lazio suddivisi per epoca di costruzione e stato di conservazione, nella seconda parte la percentuale della superficie da riqualificare per classe di edificio al fine di raggiungere gli obiettivi dei due scenari di riferimento e Green Deal, i colori delle due parti sono messi al fine di evidenziare le epoche costruttive del patrimonio residenziale da riqualificare per il raggiungimento degli obiettivi (in particolare in rosso gli edifici ante 1946, in verde quelli compresi tra 1947-70, in giallo quelli tra il 1970-90).

Nella prima parte della tabella (A) viene indicato numero di edifici per anno di costruzione e tipologia e per stato conservativo e, nella seconda parte della tabella (B) è indicato il tasso percentuale della superficie da riqualificare per tipologia per gli obiettivi 2030 e 2050 negli scenari di riferimento e di Green Deal.

Tabella I.81 – Strategia di riqualificazione del patrimonio immobiliare residenziale del Lazio.

A					
n° edifici residenziali per epoca costruttiva e stato conservativo	ottimo	buono	mediocre	pessimo	totale
1918 e precedenti	12.736	48.270	25.037	2.347	88.390
1919-1945	10.377	34.182	16.393	1.775	62.727
1946-1960	18.967	65.264	23.584	2.064	109.879
1961-1970	28.013	87.385	21.102	1.612	138.112
1971-1980	39.130	107.660	18.169	1.338	166.297
1981-1990	36.531	68.966	9.041	681	115.219
1991-2000	33.177	28.088	2.590	269	64.124
2001-2005	23.380	9.051	649	87	33.167
2006 e successivi	19.321	3.560	355	59	23.295
Totale	221.632	452.426	116.920	10.232	801.210
B					
Tasso annuale di superficie da riqualificare - Scenario Riferimento			Tasso annuale di superficie da riqualificare - Scenario Green Deal		
Tipologia	2030	2050	Tipologia	2030	2050
Edifici monofamiliari	1,5%	6,6%	Edifici monofamiliari	11,0%	17,1%
Piccoli condomini	2,2%	4,6%	Piccoli condomini	7,7%	11,9%
Grande condomini	2%	3,0%	Grande condomini	5,0%	7,9%
Edifici monofamiliari	3,3%	4,7%	Edifici monofamiliari	7,8%	12,1%
Piccoli condomini	2,3%	4,0%	Piccoli condomini	6,6%	10,2%
Grande condomini	1,9%	4,5%	Grande condomini	7,4%	11,5%
Edifici monofamiliari	2,3%	3,9%	Edifici monofamiliari	6,5%	10,1%
Piccoli condomini	1,9%	3,3%	Piccoli condomini	5,5%	8,6%
Grande condomini	1,6%	4,1%	Grande condomini	6,7%	10,5%

Fonte: Elaborazione ENEA

Dopo il 2030 la situazione che emerge al 2050 interessa i seguenti aspetti essenziali:

- l'intensità energetica dovrebbe notevolmente migliorare e tale effetto sarà particolarmente visibile nel settore dei servizi dove, si riuscirebbe, già nello Scenario di riferimento, a sfruttare gran parte del potenziale di efficienza; il parametro intensità energetica inciderà in misura minore nel residenziale. In tale ultimo settore infatti, l'intensità energetica, espressa in consumi pro-capite riflette il fatto che il calo della popolazione non è accompagnato dal calo del numero di famiglie e quindi delle abitazioni;
- ci si attende, contestualmente, un calo del livello dei consumi e questa contrazione segna una discontinuità rispetto alle dinamiche storiche di lungo periodo, inoltre dovrebbe proseguire la ricomposizione del mix energetico già avviata: calo di gas (che però conserva una quota di circa il 30% del totale) e i prodotti petroliferi.

Queste trasformazioni creerebbero un nuovo assetto emissivo con un possibile taglio di emissioni di circa il 60% nel settore servizi/residenziale.

Per il raggiungimento degli obiettivi migliorativi, anche intermedi al 2030¹⁰⁸ fissati da L'UE con il Green Deal non basteranno gli attuali strumenti disponibili ma sarà necessario ipotizzare l'utilizzo di nuove opzioni di intervento e politiche strategiche.

Il percorso delineato punta all'azzeramento delle emissioni del settore civile, obiettivo che richiede di combinare nella maniera più efficace possibile realtà già in atto:

- efficienza energetica;
- elettrificazione dei consumi;
- switch verso combustibili alternativi.

Un aspetto specifico del residenziale e del terziario è che il **potenziale di efficienza energetica** resta ancora significativo. Il primo asse di azione per la neutralità climatica continua ad essere la riduzione della domanda di energia tramite misure di efficienza energetica, soprattutto nel residenziale. Se con lo Scenario di riferimento le misure tendenziali previste nel PNIEC arrivano a contrarre i consumi finali del settore di circa il 25%, appare possibile dimezzare la richiesta di energia rispetto alla situazione attuale. E' evidente che gran parte del contributo aggiuntivo di efficienza viene dal comparto residenziale e risulterà determinante il rafforzamento dell'azione di riqualificazione energetica del parco immobiliare. Il potenziale da aggredire risulta molto sostanzioso. Dalla rassegna del parco immobiliare italiano contenuto nella Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale (STREPIN), si evince che oltre la metà degli edifici residenziali è antecedente agli anni '70, tale percentuale scende a 22% per gli edifici ad uso ufficio. Gli edifici residenziale risultano pari a 12,4 milioni. Oltre il 65% di tale parco edilizio ha più di 45 anni, quindi precedente alla legge n. 373 del 1976, prima legge sul risparmio energetico. Di questi edifici, oltre il 25% registra consumi annuali compresi tra 160 kWh/m²anno e 220 kWh/m² anno mostrando quindi le possibilità di intervento significative. La considerevole attenzione all'efficienza energetica dell'involucro edilizia è evidenziata dai diversi meccanismi a sostegno degli investimenti di ristrutturazione pubblica e privata, oltre il rigoroso quadro normativo relativo alle nuove costruzioni e prima fra tutti la Direttiva nZEB (nearly Zero Energy Building). Purtroppo al 2050, meno del 40% del patrimonio abitativo sarà di nuova costruzione, mentre il resto sarà rappresentato da immobili realizzati antecedenti al 2011. Per questo motivo i miglioramenti energetici saranno legati in maniera preponderante agli interventi realizzati sugli edifici esistenti. È ipotizzabile l'80% *deep renovation*

¹⁰⁸ Piano dell'UE per una transizione verde - Consilium (europa.eu)

ponderando ciò un obiettivo decisamente sfidante, e richiederà l'utilizzo di misure strutturali relative alla filiera edile con l'adozione di un nuovo approccio tecnologico innovativo finalizzato a ridurre i tempi e i costi di intervento. Un aiuto può anche essere ottenuto attraverso l'uso di politiche del verde urbano e periurbano, con il contenimento delle isole di calore e la diminuzione dell'irraggiamento, ottenendo una possibile riduzione dei consumi energetici ed avere un impatto positivo sulla salute.

I maggiori consumi energetici del settore in questione dovranno essere coperti quasi completamente con **elettricità e fonti rinnovabili** che dovranno superare il 65% dei consumi finali. Il settore maggiormente interessato risulta sicuramente essere il riscaldamento, dove i generatori di calore alimentati da combustibili fossili saranno sostituiti da pompe di calore elettriche tipicamente reversibili, in grado di funzionare in ciclo annuale sia per il servizio di raffrescamento che di riscaldamento, anche in abbinamento agli interventi di riqualificazione energetica. Si può stimare di riuscire a giungere al 70% delle abitazioni caratterizzate dall'utilizzo di pompa di calore elettrica come impianto principale, ed auspicabile del completo utilizzo del vettore elettrico per i vari sistemi di cottura.

E' evidente che l'altro aspetto fondamentale è costituito dall'uso diretto delle fonti rinnovabili che costituisce circa il 30% dei consumi finali, ed inoltre a fianco al solare termico, alle biomasse e all'uso del teleriscaldamento si potrebbe abbinare anche **l'utilizzo del bio-combustibili**. Questi combustibili si prestano infatti all'impiego nel riscaldamento di edifici (ad esempio in aree molto fredde, dove le pompe di calore possono peraltro rivelare limiti tecnici e di efficienza).

Nel complesso adottando le misure sopra esposte (efficienza energetica; elettrificazione dei consumi; switch verso combustibili alternativi)¹⁰⁹ nello **scenario più aggressivo con riferimento al Green Deal europeo**, per il Lazio si può stimare un risparmio energetico finale conseguibile pari a **1589 ktep al 2050**, pari a circa il 40% degli attuali consumi del settore civile.

Settore pubblico e terziario

Una indicazione dell'andamento tendenziale dei risparmi energetici per gli edifici del **terziario privato** giunge dall'analisi delle vecchie schede "standard" dei Certificati Bianchi¹¹⁰ (meccanismo CB ante DM 28 dicembre 2012): per interventi riguardanti l'isolamento degli edifici e la sostituzione di vetri con doppi vetri nel terziario, il risparmio complessivo è dell'ordine di circa 2-2,5 ktep/anno. Ipotizzando un incremento a circa 2,5-3 ktep/anno tale ammontare di risparmio complessivo è dell'ordine di 69 ktep al 2030. Gli investimenti annuali attivati sono dell'ordine dei 30 milioni di euro.

Per gli edifici pubblici si rimanda ai dati sugli incentivi per l'accesso al Conto termico al relativo paragrafo contenente le informazioni relative alle detrazioni fiscali per riqualificazione energetica e recupero edilizio del Lazio. Considerando la permanenza di meccanismi di incentivazione sia, nel lungo termine, per la maturità che il mercato della riqualificazione raggiungerà anche per gli edifici pubblici ed aggiungendo i risparmi, derivanti da fondi pubblici quali i Fondi Strutturali, il potenziale di risparmio tendenziale per gli edifici pubblici sarà dell'ordine di 109 ktep al 2050. In uno scenario più aggressivo, ipotizzando lo stesso ammontare di risorse economiche a disposizione ma con un'allocazione delle risorse in via prioritaria su uffici e scuole, secondo l'impostazione della STREPIN, si può stimare un risparmio energetico di circa 258 ktep al 2030.

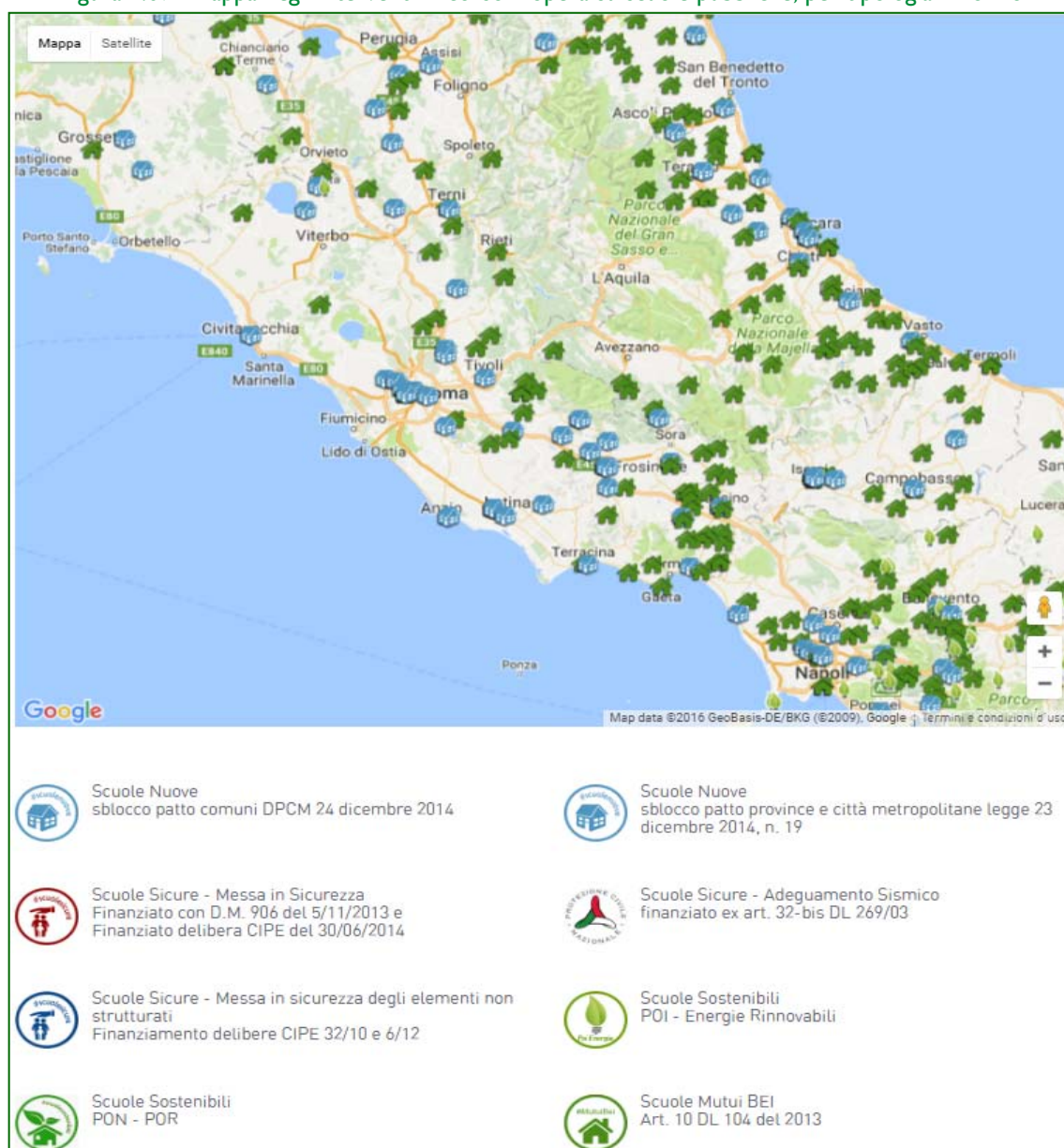
¹⁰⁹ "Strategia Italiana di Lungo Termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra" documento del gennaio 2021 redatto dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Ministero dello sviluppo economico - Ministero delle infrastrutture e dei trasporti - Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali.

¹¹⁰ Cfr. successivo § 1.6.2 per il dettaglio degli interventi

Tale stima contempla per il settore pubblico i risparmi derivanti da misure a carattere nazionale (ad esempio il Fondo per l'efficienza energetica, il PREPAC, l'ex-Fondo Kyoto, ecc), grazie alle quali sono state destinate significative risorse economiche aggiuntive agli edifici pubblici del Lazio.

Per quanto riguarda invece le nuove edificazioni di Istituti scolastici e la ristrutturazione completa di quelli esistenti, a partire dal 2016 sono stati attribuiti in Italia ulteriori 480 milioni di euro di deroga agli equilibri di bilancio per l'edilizia scolastica agli enti locali. La figura seguente riporta il quadro aggiornato degli interventi in corso d'opera nel Lazio per tipologia di finanziamento.

Figura I.69– Mappa degli interventi in corso d'opera su scuole pubbliche, per tipologia di fondo



Fonte: [#Italiasicura](#)

Nello scenario sfidante viste le considerazioni sopra esposte, si può stimare un potenziale risparmio energetico per un totale di circa 530 ktep al 2050.

Settore ospedaliero

La presenza di numerose zone funzionali con richieste di soddisfacimento di standard termo-igrometrici ed illuminotecnici assolutamente inderogabili per ciascuna di esse comporta l'**approfondita conoscenza della struttura ospedaliera ai fini di qualsiasi operazione di riqualificazione ivi compresa quella energetica**. A ciò si aggiunge che l'edilizia ospedaliera è particolarmente variegata, con fabbricati di epoche differenti e destinazioni sanitarie diversificate.

Come precedentemente dettagliato (cfr. § 1.6.1.3) la richiesta di energia in questo settore è estremamente elevata ed il fabbisogno deve essere assolutamente garantito da impianti termici ed elettrici generalmente attivi 24 ore, 365 giorni l'anno. In particolare, l'energia è utilizzata per il riscaldamento, la ventilazione e l'illuminazione degli ambienti, la preparazione di acqua calda sanitaria, il raffrescamento estivo, la produzione di vapore per sterilizzazione e umidificazione, oltre che per le cucine, le lavanderie, i trasporti interni, i calcolatori, i dispositivi diagnostici e terapeutici, etc.

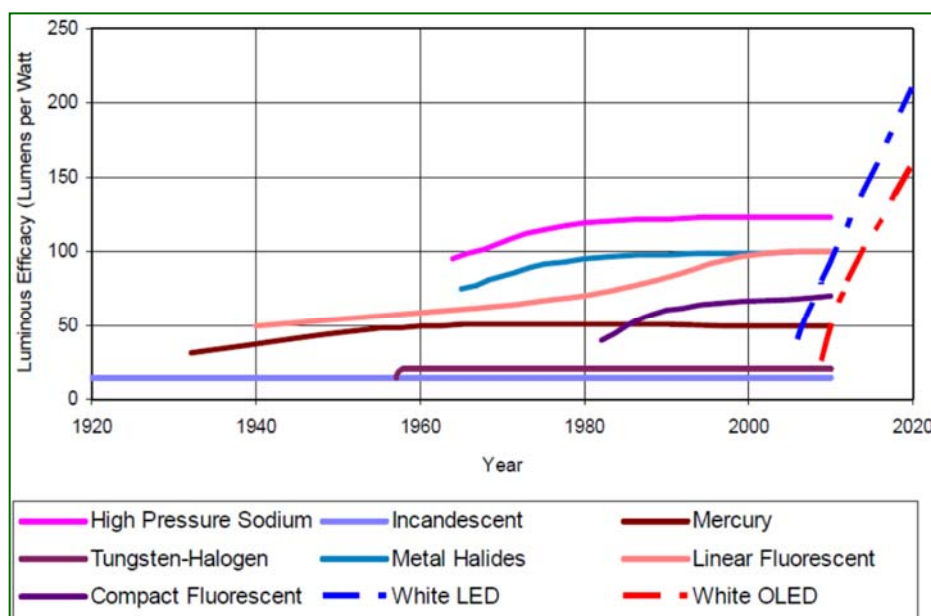
Dall'analisi dell'Edilizia Ospedaliera nel Lazio precedentemente esposta (cfr. § 1.6.1.3) e da dati di letteratura¹¹¹, con l'adozione di buone pratiche tecniche e gestionali in ambito ospedaliero, a parità di altre condizioni, si può ragionevolmente stimare **un risparmio** obiettivo nel consumo **energetico** medio unitario per posto letto di circa 1,5 tep/PL per un totale **di circa 32 ktep/anno al 2050** pari ad una riduzione di circa il 28% dei consumi energetici del comparto.

¹¹¹ Qualenergia.it "[Meno energia nella sanità](#)"

Settore Illuminazione pubblica

Secondo ANCI il consumo di energia annua di un Comune è pari approssimativamente a 500-700 kWh/punto luce, che corrispondono a 90-125 €/punto luce, tenendo conto che approssimativamente un Comune ha un punto luce ogni 10/15 abitanti, si intuisce quanto pesi quella voce sul bilancio di un'amministrazione locale. Sul costo complessivo annuo occorre valutare quanto spesso la manutenzione abbia un peso eccessivo, che può arrivare anche a circa il 20% della spesa totale annua¹¹². Secondo la FIRE (Federazione italiana per l'uso razionale dell'energia) il costo dell'illuminazione pubblica si aggira fra il 15 ed il 25% del totale delle spese energetiche di un ente locale e si può avvicinare al 50% di quelle elettriche¹¹³. In Europa sono state poste in atto misure legislative e di varia natura aventi l'obiettivo di ridurre progressivamente, fino alla loro eliminazione, sorgenti luminose a bassa efficienza. La figura seguente illustra in modo chiaro la rapida evoluzione che sta caratterizzando il settore delle sorgenti luminose, con specifico riferimento, a partire dai primi anni 2000, alle sorgenti LED.

Figura I.70 – Evoluzione di efficacia luminosa di sorgenti



Fonte: Commissione Europea

Diversi regolamenti sviluppati dalla Commissione Europea mirano giungere in modo progressivo alla eliminazione dal mercato delle lampade ad incandescenza, delle lampade al mercurio e di alcune tipologie di lampade fluorescenti e a scarica. La regolamentazione stabilisce l'efficienza minima delle sorgenti, che al momento è mediamente elevata per lampade SAP (Sodio Alta Pressione – High Pressure Sodium) e HM (Alogenuri Metallici – Metal Halides), tipologie che possono essere considerate come baseline per le lampade da esterno. Tale efficienza è parzialmente ridotta dalle perdite di sistema introdotte dagli alimentatori associati (che per potenze oltre i 150W sono in genere di tipo magnetico) e dal vano ottico che “gestisce” il flusso in uscita.

¹¹² Il costo medio per punto luce in Italia rimane circa il doppio rispetto alla media europea [Fonte “Smart City Progetti di sviluppo e strumenti di finanziamento” CdP – Politecnico di Torino]

¹¹³ Secondo la FIRE in media la spesa per l'illuminazione, in dettaglio, è rappresentata da un 90% per i lampioni (illuminazione vera e propria) e dal restante 10% per i semafori.

Al momento le sole sorgenti luminose competitive con quelle attuali citate in precedenza (sodio alta pressione e alogenuri metallici), sono le sorgenti LED, e ciò anche grazie alla loro modularità e all'efficienza crescente nel tempo. Queste ultime potranno in uno scenario di medio termine intaccare sensibilmente le quote di mercato attribuibili alle lampade a scarica. Ciò non tanto in ragione della maggior efficienza (allo stato attuale i sistemi sono comparabili) quanto piuttosto in ragione della loro maggior dichiarata durata (oltre il doppio delle sorgenti HID) e della loro flessibilità d'uso in termini di potenzialità nel controllo del flusso emesso ("dimmering", variazioni cromatiche, ecc.). Pertanto, la corretta manutenzione degli apparecchi assieme alla sostituzione programmata delle lampade permetterebbe di massimizzare i risparmi energetici conseguibili dall'adozione di nuove tecnologie più efficienti. Oltre all'aspetto prettamente tecnologico, deve essere considerato anche il fatto che gli impianti di illuminazione pubblica sono realizzati per la gran parte in modo tale da fornire prestazioni costanti durante il loro funzionamento, senza la possibilità di gestire i parametri illuminotecnici in tempo reale, o almeno per intervalli di tempo. In particolare, sono diverse le soluzioni per la gestione del flusso luminoso già presenti sul mercato:

- sistemi automatici di accensione/spengimento al fine di ottimizzare l'utilizzo della luce diurna.
- Regolatori/Stabilizzatori della tensione per limitare valori di tensione più elevati del necessario, imputabili ad esempio a variazioni di carico stagionali o giornaliere. La stabilizzazione della tensione di alimentazione è importante sia per la qualità del flusso luminoso sia per la durata della lampada.
- sistemi di telecontrollo e di gestione: il monitoraggio continuo della rete permette di individuare facilmente le aree con consumi anomali e segnala in tempo reale eventuali malfunzionamenti (eliminando i costi legati alla ricerca dei guasti).

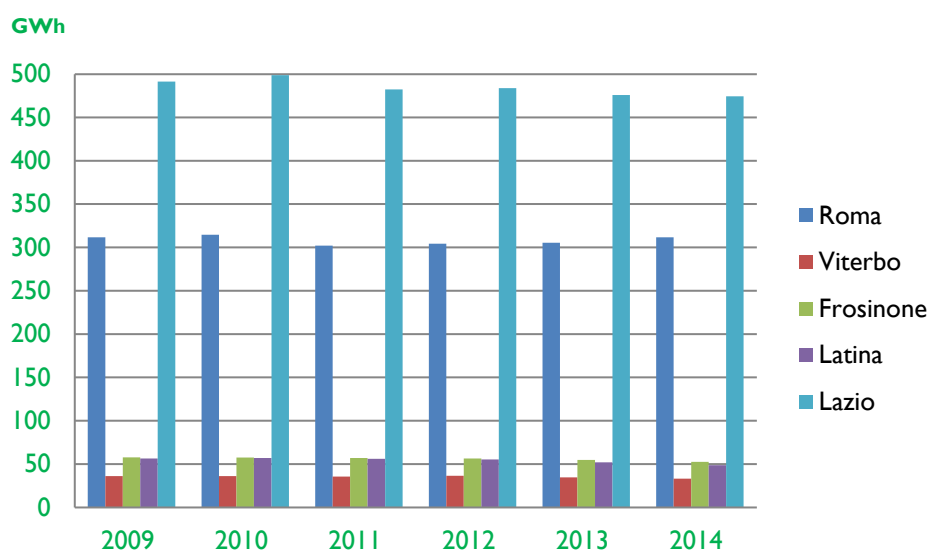
La seguente tabella riporta il trend dei consumi elettrici relativi alla pubblica illuminazione nel Lazio. In Figura I.72 sono riportati i consumi per provincia.

Tabella I.82 – Consumi di energia elettrica per illuminazione pubblica nel Lazio (GWh e ktep), anni

Anno	GWh	ktep	Variazione annua (%)
2000	393,9	33,9	
2001	395,5	34,0	0,4%
2002	410,6	35,3	3,8%
2003	424,9	36,5	3,5%
2004	423,9	36,4	-0,2%
2005	449,7	38,7	6,1%
2006	464,6	39,9	3,3%
2007	460,7	39,6	-0,8%
2008	476,5	41,0	3,4%
2009	491,4	42,3	3,1%
2010	498,7	42,9	1,5%
2011	482,3	41,5	-3,3%
2012	483,8	41,6	0,3%
2013	475,9	40,9	-1,6%
2014	473,3	40,7	-0,5%
2015	498,7	42,9	5,4%

Fonte: TERNA

Figura I.71 – Ripartizione per provincia dei consumi elettrici per illuminazione pubblica (mln di kWh) (manca la pro. di Rieti)



Elaborazioni Lazio Innova su Dati Statistici Terna

Nell'arco di quindici anni, i consumi sono passati da circa 400 a circa 500 GWh (Tabella I.85), ad un tasso di crescita medio annuo dell'1,5%. Mantenendo tale andamento, i consumi al 2050 supererebbero gli 800 GWh, pari a circa 70 ktep. Dall'efficientamento del sistema di illuminazione, attraverso l'adozione sia di lampade più efficienti sia di sistemi di gestione del flusso luminoso, è stimabile un dimezzamento dei consumi rispetto allo scenario tendenziale: pertanto il potenziale di risparmio energetico raggiungibile al 2050 è pari a circa **35** ktep.

I.6.2. Analisi del settore industriale ed individuazione delle aree tecnologiche di intervento

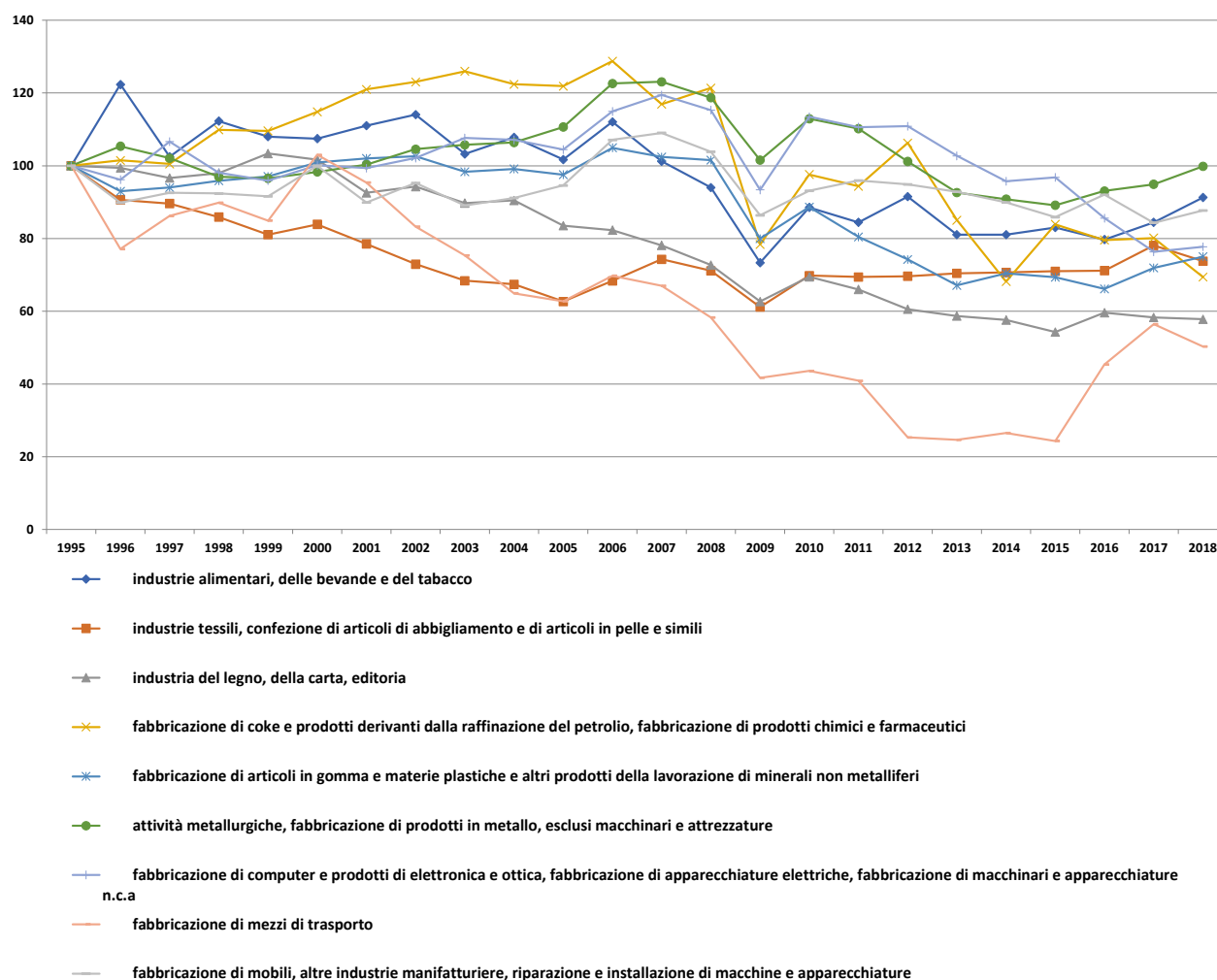
I.6.2.1 Il sistema produttivo del Lazio

L'analisi dei dati del prodotto interno lordo (PIL) dal 1995 al 2018, concatenati al 2015, mostra che il PIL regionale ha avuto tassi di variazione maggiori rispetto alla media italiana per il periodo 1995-2007. Gli effetti della crisi economica sono stati meno pronunciati nel Lazio rispetto al dato complessivo italiano nel 2009; ad esempio nel 2016 il Lazio presenta un tasso di crescita maggiore rispetto al dato nazionale. A livello settoriale, sono i servizi a trainare l'economia laziale, coerentemente con l'elevato peso che presentano a livello regionale e, in particolare, nella provincia di Roma rispetto al contesto nazionale.

Focalizzando l'analisi sul valore aggiunto in valori concatenati al 2015 dell'industria manifatturiera, emerge un andamento differenziato sulle diverse branche, come mostrato nella figura sottostante. Rispetto al 2010 si osserva una contrazione in quasi tutte le branche; diversamente, con riferimento al 2015, si registra una crescita abbastanza sostenuta in alcuni comparti, come fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche e altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi, attività metallurgiche e fabbricazione di prodotti in metallo, fabbricazione di mezzi di trasporto, e una crescita più lieve in altri, come ad esempio le industrie alimentari, delle bevande e del tabacco e l'industria del legno, della carta, editoria.

Il peso percentuale delle diverse branche rimane quasi invariato nel tempo (Figura I.73). Alcune eccezioni sono rappresentate dalla quota di fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio, fabbricazione di prodotti chimici e farmaceutici sul totale del valore aggiunto regionale, che si è ridotta dal 26% nel 2010 al 22% nel 2018, pur continuando a rappresentare il settore prevalente dell'industria manifatturiera laziale. La quota della fabbricazione di mezzi di trasporto, che è parallelamente aumentata dall'8% nel 2010 al 12% nel 2018, diventando un settore rilevante accanto a fabbricazione di computer e prodotti di elettronica e ottica, fabbricazione di apparecchiature elettriche, fabbricazione di macchinari e apparecchiature n.c.a (14%) e industrie alimentari, delle bevande e del tabacco (12%). L'industria manifatturiera ha avuto un peso pari al 61% sul totale, seguita da fornitura di energia elettrica e gas per il 27%, industria estrattiva per il 3% e fornitura di acqua, e trattamento dei rifiuti per il 10%. In totale questi macrosettori industriali hanno avuto un peso del 73% nell'aggregato industria, contro il 27% del settore costruzioni.

Figura I.72– Valore aggiunto per branche dell'industria manifatturiera del Lazio (valori concatenati al 2015, 1995=100), anni 1995-2018



Fonte: Istat

Come mostrato nella tabella I.86, a livello provinciale, ad eccezione dell'agricoltura, emerge una netta prevalenza della provincia di Roma. Il peso elevato dell'industria può essere spiegato dalla definizione adottata, in quanto il settore comprende anche le utility di fornitura di servizi, quali energia elettrica, gas, acqua e trattamento rifiuti. L'industria manifatturiera ha una diffusione rilevante nelle province di Frosinone e Latina, con quote rispettivamente pari a 20% e 17% del valore aggiunto totale, con un trend in crescita negli ultimi due anni. Appare confermato l'importante ruolo del settore terziario nella Capitale. Per quanto riguarda l'agricoltura, Latina è la prima provincia per importanza, seguita nell'ordine da Roma, Viterbo, Frosinone e Rieti.

Tabella I.83– Peso percentuale province nel valore aggiunto settoriale regionale

	Totale attività economiche							Agricoltura						
	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Viterbo	3,8%	3,7%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	24,3%	23,7%	23,9%	23,4%	24,9%	24,0%	24,4%
Rieti	1,7%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	7,2%	7,6%	7,2%	6,7%	7,1%	6,5%	6,8%

	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Roma	82,1%	81,6%	82,8%	82,8%	83,3%	83,1%	83,0%	31,9%	30,3%	29,3%	30,6%	29,1%	27,5%	28,7%
Latina	6,4%	7,0%	6,4%	6,6%	6,4%	6,4%	6,5%	26,7%	28,3%	29,2%	29,2%	28,9%	32,1%	30,6%
Frosinone	6,0%	6,0%	5,6%	5,6%	5,5%	5,6%	5,5%	10,0%	10,1%	10,4%	10,1%	9,9%	9,8%	9,5%
	Industria							Servizi						
	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Viterbo	4,6%	4,9%	4,3%	4,2%	3,6%	3,6%	3,7%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%
Rieti	2,0%	2,0%	1,9%	1,7%	1,7%	1,6%	1,8%	1,6%	1,6%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Roma	68,9%	68,6%	72,7%	71,0%	72,2%	71,5%	70,5%	85,6%	84,4%	85,2%	85,3%	85,7%	85,6%	85,7%
Latina	11,2%	12,7%	10,6%	11,8%	11,4%	11,3%	12,1%	5,1%	5,8%	5,5%	5,4%	5,3%	5,3%	5,3%
Frosinone	13,3%	11,8%	10,5%	11,4%	11,1%	11,8%	11,8%	4,5%	5,0%	4,7%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%

Fonte: Istat

1.6.2.2 Il meccanismo di incentivazione dei Certificati Bianchi

Per quanto attiene ai “Titoli di Efficienza Energetica” (TEE), nel corso dell’anno 2019 sono state presentate complessivamente 1.744 richieste, nell’ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, definito dal D.M. 28 dicembre 2012. In particolare:

- 1.180 Richieste di Verifica e Certificazione a consuntivo (RVC-C), pari al 68% del totale delle richieste annuali, di cui 89 prime rendicontazioni relative a PPPM approvate negli anni precedenti e per cui non erano ancora stati riconosciuti titoli;
- 564 Richieste di Verifica e Certificazione analitica (RVC-A) che costituiscono il 32% del totale delle richieste annuali.

Nell’ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi definito dal Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017 e s.m.i., invece, sono state presentate complessivamente 614 richieste, In particolare:

- 454 progetti a consuntivo (PC), pari al 74% del totale delle richieste annuali;
- 108 progetti standardizzati (PS), pari al 18% del totale delle richieste annuali;
- 52 Richieste a consuntivo (RC).

Il volume dei TEE riconosciuti nel 2019 relativamente ai nuovi progetti, ovvero alle nuove Richieste di Certificazione dei Risparmi (RVC-C, RVC-A, RVC-S, RC e RS) per le quali non erano stati riconosciuti titoli negli anni precedenti, è pari a 76.217 TEE. In particolare, per i nuovi progetti (prime richieste a consuntivo) RC sono stati rilasciati 1.306 TEE, per le rendicontazioni a consuntivo (RVC-C) sono stati rilasciati 74.515 TEE, le prime rendicontazioni per le schede standard (RVC-S) relative alle emissioni semestrali ammontano a 396 TEE.

Come mostrato nella tabella sottostante, nel corso dell’anno 2019 il GSE ha riconosciuto complessivamente 2.907.695 TEE (-24% rispetto al 2018), di cui oltre 1,8 milioni di titoli da RVC a consuntivo e circa 0,97 milioni dalle emissioni trimestrali automatiche relative alle RVC standard. I risparmi di energia primaria certificati sono pari a 957.091 tep.

Tabella I.84– TEE: progetti presentati, TEE riconosciuti e risparmi certificati (tep) in Italia, anno 2019

Progetti 2019	RVC-C	RVC-A	RVC-S	PC	PS	RC	Totale
n. progetti presentati	1.180	564	-	454	108	52	2.358
TEE per i progetti approvati	1.879.594	70.389	956.356	-	-	1.356	2.907.695
Risparmi conseguiti (tep)	574.268	25.962	355.505	-	-	1.356	957.091

Fonte: Gestore Servizi Energetici S.p.A.

Nello specifico della tabella I.88, circa 1,7 milioni di TEE sono stati riconosciuti per il settore industriale, di cui il 55% si riferisce ad interventi relativi alla generazione e recupero di calore per raffreddamento, essiccazione, cottura, fusione; il 38% all’ottimizzazione energetica dei processi produttivi e dei layout di impianto, il 5% si riferisce ad interventi relativi ai sistemi di azionamenti efficienti, automazione e rifasamento e l’2% si riferisce alla generazione di energia elettrica da recuperi o fonti rinnovabili o cogenerazione.

Nel settore civile, invece, sono stati riconosciuti circa 0,9 milioni di TEE di cui la maggior parte si riferisce essenzialmente a due settori: gli interventi relativi alla generazione di calore/freddo per la climatizzazione e per la produzione di acqua calda e sanitaria in ambito residenziale, terziario e agricolo, e gli interventi relativi all’involucro edilizio e finalizzati alla riduzione del fabbisogno di energia per la climatizzazione e che rappresentano rispettivamente il 46% e il 45% dei TEE riconosciuti nel settore civile nel 2019.

Per il settore dell’illuminazione sono stati riconosciuti complessivamente circa 145.315 TEE, di cui l’80% si riferisce ad interventi di progettazione e retrofit di impianti di illuminazione pubblica per complessivi 116.479 TEE riconosciuti (pari a quasi il 4% dei TEE complessivamente riconosciuti ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012).

Il settore dei trasporti rappresenta circa il 5% dei TEE complessivamente riconosciuti. Ai sensi del D.M. 11 gennaio 2017 e s.m.i., invece, la totalità dei TEE erogati sono afferenti al settore industriale con oltre il 51% dei TEE sono stati erogati afferenti agli interventi di Retrofit illuminazione privata.

Tabella I.85– TEE: progetti presentati, TEE riconosciuti per settore anno 2019 - Italia

Settore di intervento	TEE riconosciuti
Civile	909.843
Illuminazione	145.315
Industria	1.694.018
Reti e Trasporti	158.519
Totale tipo TEE	2.907.695

Fonte: Gestore Servizi Energetici S.p.A.

Per quanto riguarda la tipologia di combustibili risparmiati, la tabella sottostante riporta i risparmi certificati per il **Lazio** per tipologia di combustibile.

Tabella 1.86– Certificati bianchi emessi dall'avvio del meccanismo al 2019, per combustibile risparmiato (tep) e metodo di valutazione del progetto(TEE) – Lazio

Certificati Bianchi	al 2013	al 2014	al 2015	al 2016	al 2017	al 2018	al 2019
TIPO I – Energia elettrica	873.914	923.517	959.796	1.007.791	1.027.940	1.045.866	1.060.049
TIPO II – Gas naturale	251.536	324.255	358.384	386.326	403.991	414.645	424.635
TIPO III – Altri combustibili non per autotrazione	71.294	91.710	94.672	99.126	100.414	104.057	105.689
TIPO V – Altri combustibili per i trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per Tipo IV	0	0	0	0	0	0	0
Totale (tep)	1.196.744	1.339.482	1.412.852	1.493.243	1.532.345	1.564.568	1.590.373
Standard	1.010.755	1.050.758	1.088.075	1.135.738	1.188.633	1.224.040	1.248.554
Analitiche	5.126	10.589	17.328	23.078	75.064	81.347	84.365
Consuntivo	259.592	580.324	669.748	723.196	726.157	773.793	826.449
Totale (TEE emessi)	1.275.473	1.641.671	1.775.151	1.882.012	1.989.854	2.079.180	2.159.369

Fonte: Gestore Servizi Energetici S.p.A.

1.6.2.3 Le diagnosi energetiche

L'articolo 8 del Decreto legislativo 102/2014 e s.m.i. obbliga le grandi imprese e le imprese a forte consumo di energia (come descritte e definite nei chiarimenti MISE in materia di diagnosi energetica del novembre 2016) a redigere, a partire dal dicembre 2015 e poi successivamente ogni 4 anni, una diagnosi energetica dei propri siti produttivi e ad inviarla al portale ENEA (<https://audit102.enea.it/>) entro la scadenza prevista.

Le Tabella 1.90 e 1.91 riportano il numero di diagnosi energetiche nel 2019 e per settore ATECO rispettivamente. Complessivamente, alla scadenza del dicembre 2019, sono state caricate sul portale 11.172 diagnosi energetiche da parte di 6.434 imprese (su un totale di 7.984 imprese registrate). Se a queste ultime si aggiungono tutte quelle imprese comprese nelle cosiddette clusterizzazioni di gruppi di imprese, si arriva ad un totale di 9.195 imprese che hanno ottemperato l'obbligo previsto, o direttamente, tramite appunto il caricamento di almeno una diagnosi energetica sul portale, o indirettamente, tramite l'appartenenza ad almeno una clusterizzazione caricata sul portale ENEA dalle imprese capogruppo.

Delle 6.434 imprese, ben 3.695 si sono dichiarate Grandi Imprese, mentre 3.109 si sono dichiarate Imprese Energivore (Imprese a forte consumo di Energia iscritte agli elenchi della CSEA per il 2018). Di queste 3.109 ben 2.314 si sono dichiarate esclusivamente imprese a forte consumo di energia, mentre 795 risultano essere sia Grandi Imprese che Imprese energivore.

Delle 11.172 diagnosi energetiche, infine, ben 7.818 risultano afferenti a siti caratterizzati dalla presenza di Piani di Monitoraggio dei consumi, come indicato e prescritto dalle "Linee Guida ENEA per il Monitoraggio" per tutte le imprese che erano alla seconda tornata di diagnosi energetiche (nella precedente scadenza della prima tornata, nel 2015, non vigeva l'obbligo per le imprese di monitorare anche altre utenze oltre quelle relative ai contatori generali di stabilimento).

Tabella I.87 – Diagnosi energetiche eseguite ai sensi dell'articolo 8 del D.lgs. 102/2014, totale Italia, anno 2019

	Settore ATECO	ATECO 2	ATECO 6	Diagnosi	P.IVA	Diagnosi per P.IVA (%)
A	Agricoltura, silvicoltura e pesca	01-mar	53	75	39	1,92
B	Estrazione di minerali da cave e miniere	05-set	17	53	31	1,71
C	Attività manifatturiere	ott-33	417	5.916	4.453	1,33
D	Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	35	8	318	106	3
E	Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	36-39	14	576	243	2,37
F	Costruzioni	41-43	35	176	89	1,98
G	Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	45-47	290	1.561	466	3,35
H	Trasporto e magazzinaggio	49-53	40	687	267	2,57
I	Attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	55-56	21	214	70	3,06
J	Servizi di informazione e comunicazione	58-63	36	383	96	3,99
K	Attività finanziarie e assicurative	64-66	39	368	109	3,38
L	Attività immobiliari	68	5	78	38	2,05
M	Attività professionali, scientifiche e tecniche	69-75	50	133	81	1,64
N	Noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	77-82	55	150	81	1,85
O	Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	84	22	2	1	2
P	Istruzione	85	20	3	3	1
Q	Sanità e assistenza sociale	86-88	28	226	115	1,97
R	Attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	90-93	31	70	33	2,12
S	Altre attività di servizi	94-96	42	36	16	2,25
T	Attività di famiglie e convivenze come datori di lavoro per personale domestico; produzione di beni e servizi indifferenziati per uso proprio da parte di famiglie e convivenze	97-98	3	0	0	0
U	Organizzazioni ed organismi extraterritoriali	99	1	0	0	0
	Non assegnate			147	97	1,52
	TOTALE		1.227	11.172	6.434	1,74

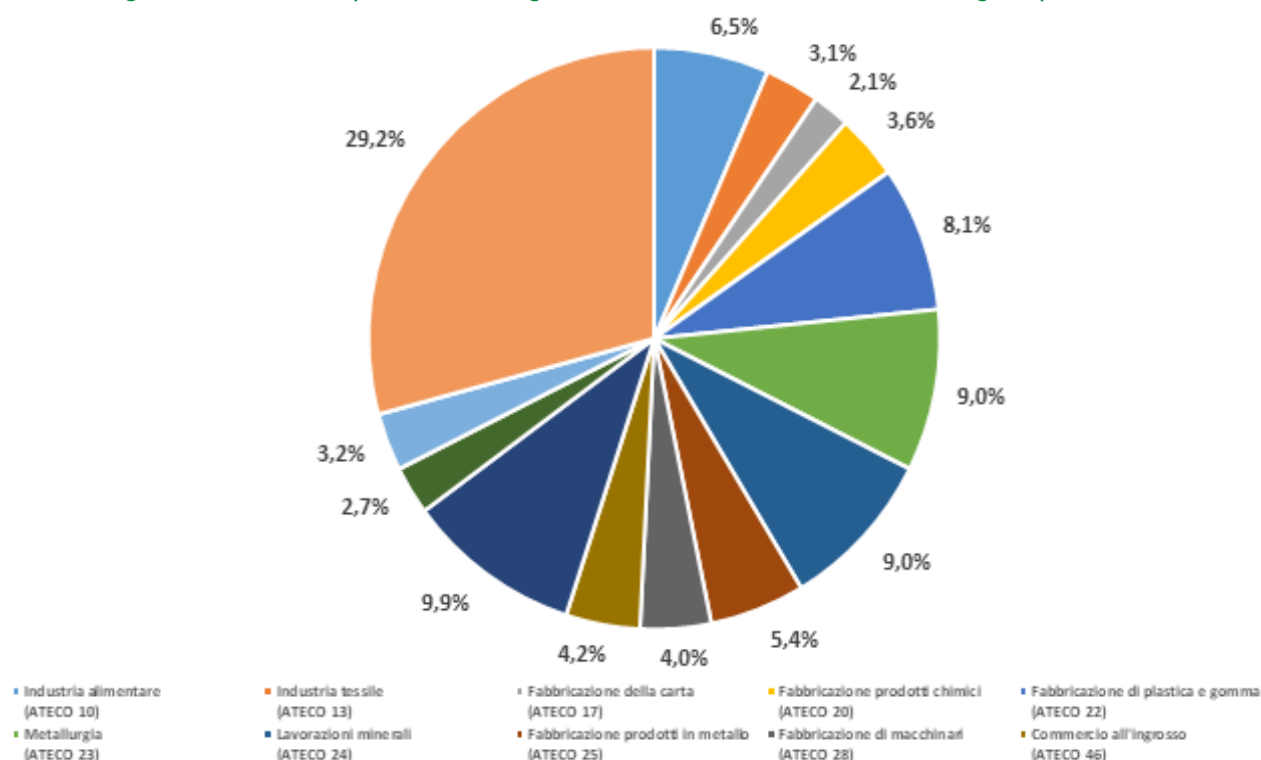
Tabella I.88 Numero di diagnosi energetiche e percentuale sul totale per sezione ATECO

Sezione ATECO	N°	%
C - attività manifatturiere	5.089	47,0%
D - fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	462	4,3%
E - fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	690	6,4%
G - commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	1.766	16,3%
H - trasporto e magazzinaggio	578	5,4%
J - servizi di informazione e comunicazione	501	4,6%
K - attività finanziarie e assicurative	599	5,5%
Altri settori	1.138	10,5%
Totale	10.823	100%

Fonte: ENEA

L'analisi delle diagnosi caricate sul portale dai soggetti obbligati ha permesso anche di individuare l'incidenza dei vari settori economici sul numero di diagnosi totali presentate. Nella figura sottostante (fonte ENEA RAEE 2020) si riporta l'incidenza percentuale di ogni settore economico sul totale delle diagnosi presentate.

Figura I.73– Incidenza percentuale di ogni settore economico sul totale delle diagnosi presentate



Fonte: ENEA RAEE 2020

Come illustrato nella tabella sottostante, se la stessa analisi viene contestualizzata alla sola Regione Lazio, risultano pervenute ad ENEA, nell'ambito dell'art. 8, 652 diagnosi energetiche, a fronte di 431 imprese coinvolte nell'obbligo e distribuite come mostrato nella tabella seguente.

A dimostrazione della peculiarità del sistema produttivo regionale rispetto a quello medio nazionale, la quota delle imprese manifatturiere campionate per il Lazio è significativamente più bassa in termini percentuali. Nonostante ciò, nell'ambito regionale, il comparto manifatturiero resta quello maggiormente oggetto di audit energetici da parte delle imprese.

Tabella 1.89– Diagnosi energetiche eseguite ai sensi dell'articolo 8 del D.lgs. 102/2014, totale Lazio

SETTORE		Imprese Totali	Diagnosi Totali	Siti certificati ISO 50001
A	Agricoltura, silvicoltura e pesca	0	0	0
B	Estrazione di minerali da cave e miniere	6	6	1
C	Attività manifatturiere	154	166	17
D	Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	12	15	7
E	Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	13	33	19
F	Costruzioni	14	24	9
G	Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	78	138	7
H	Trasporto e magazzinaggio	27	67	3
I	Attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	16	19	5
J	Servizi di informazione e comunicazione	38	78	1
K	Attività finanziarie e assicurative	16	26	2
L	Attività immobiliari	6	8	0
M	Attività professionali, scientifiche e tecniche	14	19	1
N	Noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	16	18	1
O	Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	0	0	0
P	Istruzione	0	0	0
Q	Sanità e assistenza sociale	13	25	2
R	Attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	5	7	1
S	Altre attività di servizi	0	0	0
T	Attività di famiglie e convivenze come datori di lavoro per personale domestico; produzione di beni e servizi indifferenziati per uso proprio da parte di famiglie e convivenze	0	0	0
U	Organizzazioni ed organismi extraterritoriali	3	3	0

SETTORE		Imprese Totali	Diagnosi Totali	Siti certificati ISO 50001
Totale		431	652	76

Tabella I.90 Numero di diagnosi energetiche e percentuale per sezione ATECO

Sezione ATECO	N°	%
C - Attività manifatturiere	68	18,8%
E - Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	24	6,6%
F - Costruzioni	21	5,8%
G - Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	73	20,2%
H - Trasporto e magazzinaggio	33	9,1%
J - Servizi di informazione e comunicazione	33	9,1%
K - Attività finanziarie e assicurative	24	6,6%
M - Attività professionali, scientifiche e tecniche	17	4,7%
N - Noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	20	5,5%
Q - Sanità e assistenza sociale	19	5,2%
Altro	30	8,3%
Totale	362	100%

Fonte: ENEA

Dei 652 siti oggetto di diagnosi, 76 sono dotati di sistema di gestione dell'energia ISO 50001, in netta crescita rispetto al 2015, segno di una maggiore attenzione da parte delle imprese verso la tematica della gestione e del controllo dell'energia, nonché verso l'efficienza energetica.

Il settore maggiormente rappresentato è ovviamente quello manifatturiero (oltre il 25% delle diagnosi pervenute è afferente al codice ATECO C), segno che nel contesto regionale il comparto manifatturiero ha una rilevante importanza in termini di consumi (in special modo il comparto farmaceutico e quello ceramico), ma anche il settore del commercio all'ingrosso e al dettaglio (settore G) ha una importanza notevole, con oltre il 21% delle diagnosi pervenute. Completano i settori maggiormente rappresentati il settore del trasporto (10%) ed il settore dei servizi di informazione e comunicazione (11,9%).

Sempre analizzando il dato regionale, le informazioni relative agli interventi caricati sul portale Audit102, riferite alla scadenza del dicembre 2019, riportano 332 interventi effettuati da soggetti obbligati, da parte di 125 imprese. Gli interventi individuati da parte dei soggetti obbligati e caricati sul portale sono invece 1.582 e si riferiscono a 367 imprese, di cui 94 energivore.

Il settore C (Attività manifatturiere) si caratterizza per un maggior numero di interventi individuati per diagnosi rispetto alla media; la stessa tendenza è osservata per I (Attività dei servizi di alloggio e di ristorazione), anche se con riferimento a un numero di gran lunga minore di interventi (tabella sottostante).

Tabella 1.91– Distribuzione interventi effettuati ed individuati per settore ATECO - Lazio

Settore ATECO		Interventi effettuati	Interventi effettuati / Diagnosi	Interventi individuati	Interventi individuati / Diagnosi
A	Agricoltura, silvicoltura e pesca	-	-	-	-
B	Estrazione di minerali da cave e miniere	2	0,33	12	2,00
C	Attività manifatturiere	172	1,04	488	2,94
D	Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	18	1,20	25	1,67
E	Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	7	0,21	56	1,70
F	Costruzioni	3	0,13	47	1,96
G	Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	33	0,24	250	1,81
H	Trasporto e magazzinaggio	13	0,19	141	2,10
I	Attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	5	0,26	54	2,84
J	Servizi di informazione e comunicazione	48	0,62	127	1,63
K	Attività finanziarie e assicurative	3	0,12	38	1,46
L	Attività immobiliari	3	0,38	17	2,13
M	Attività professionali, scientifiche e tecniche	1	0,05	37	1,95
N	Noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	-	-	18	1,00
O	Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	-	-	-	-
P	Istruzione	-	-	-	-
Q	Sanità e assistenza sociale	12	0,48	38	1,52
R	Attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	2	0,29	9	1,29
S	Altre attività di servizi	-	-	4	-
Totale		322	0,49	1.361	2,09

Fonte: ENEA

Cinque codici ATECO, appartenenti ai settori C e G (Commercio all'ingrosso e al dettaglio; Riparazione di autoveicoli e motocicli) e J (Servizi di informazione e comunicazione) arrivano a rappresentare poco più di un terzo del totale degli interventi complessivi individuati, con le seguenti quote:

- ATECO 47 Commercio al dettaglio (escluso quello di autoveicoli e di motocicli): 10,4% (164 interventi)
- ATECO 21 Fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati farmaceutici: 7,3% (116 interventi)
- ATECO 23 Fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi: 5,8% (92 interventi)
- ATECO 46 Commercio all'ingrosso (escluso quello di autoveicoli e di motocicli): 5,6% (88 interventi)
- ATECO 61 Telecomunicazioni: 4,9 % (77 interventi)

Gli ATECO elencati sono in linea con il numero di diagnosi pervenute a ENEA, in particolare relativamente all'importanza dei codici C e G. L'importanza degli ATECO 47 e 23 è riscontrata anche a livello nazionale, con quote pari rispettivamente a circa 8% e 6%, mentre la presenza degli altri tre ATECO riflette alcune delle peculiarità regionali. Come già evidenziato, il settore manifatturiero nel suo complesso ha una minore importanza a livello regionale rispetto alla media nazionale.

Il numero di interventi effettuati e individuati può essere suddiviso in interventi che producono risparmi di energia finale e interventi associati a risparmi di energia primaria. Il numero di interventi effettuati ed individuati con risparmi di energia finale è in linea con il numero di diagnosi pervenute a ENEA per settore ATECO.

Tabella I.92– Distribuzione interventi effettuati ed individuati con risparmi di energia finale per settore ATECO -Lazio

Settore ATECO	Interventi effettuati	Interventi individuati	Risparmio interventi effettuati (tep/anno)	Risparmio interventi individuati (tep/anno)
A Agricoltura, silvicoltura e pesca	-	-	-	-
B Estrazione di minerali da cave e miniere	2	12	-	780,1
C Attività manifatturiere	172	488	11.406,9	18.835,6
D Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	18	25	1.021,5	14.390,7
E Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	7	56	47,5	2.674,4
F Costruzioni	3	47	273,9	1.746,1
G Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	33	250	269,7	1.736,7
H Trasporto e magazzinaggio	13	141	2.617,9	18.151,7
I Attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	5	54	40,7	834,3
J Servizi di informazione e comunicazione	48	127	436,7	1.533,2
K Attività finanziarie e assicurative	3	38	204,7	104,3
L Attività immobiliari	3	17		95,5
M Attività professionali, scientifiche e tecniche	1	37	0,3	924,5
N Noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	-	18	-	63,5
O Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	-	-	-	-
P Istruzione	-	-	-	-
Q Sanità' e assistenza sociale	12	38	131,0	773,3
R Attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	2	9	6,4	747,8
S ALTRE ATTIVITÀ DI SERVIZI	-	4		11,6
TOTALE	322	1.361	16.457,2	63.403,3

Fonte: ENEA

Tabella 1.93– Distribuzione interventi effettuati ed individuati con risparmi di energia primaria per settore ATECO - Lazio

Settore ATECO		Interventi effettuati	Interventi individuati	Risparmio interventi effettuati (tep/anno)	Risparmio interventi individuati (tep/anno)
A	Agricoltura, silvicoltura e pesca	-	-	-	-
B	Estrazione di minerali da cave e miniere	-	2	-	21,5
C	Attività manifatturiere	6	92	2.353,9	28.814,3
D	Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	-	1	-	10,5
E	Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	-	6	-	2.054,2
F	Costruzioni	-	4	-	2.37,5
G	Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	1	43	-	1.248,2
H	Trasporto e magazzinaggio	1	22	20,2	1.197,3
I	Attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	-	9	-	2.653,8
J	Servizi di informazione e comunicazione	-	15	-	524,3
K	Attività finanziarie e assicurative	-	6	-	94,6
L	Attività immobiliari	-	1	-	81,2
M	Attività professionali, scientifiche e tecniche	-	5	-	196,3
N	Noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	-	-	-	-
O	Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	-	-	-	-
P	Istruzione	-	-	-	-
Q	Sanità e assistenza sociale	2	13	2.409,3	990,1
R	Attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	-	1	-	306,0
S	Altre attività di servizi	-	1	-	11,4
Totale		10	221	4.783,3	38.441,2

Fonte: ENEA

Diversamente il numero di interventi individuati ed effettuati con risparmi di energia primaria risente delle specificità settoriali: infatti, questi interventi appartengono alle aree Cogenerazione/Trigenerazione e produzione da fonti rinnovabili (prevalentemente installazione di impianti fotovoltaici), e soprattutto la cogenerazione appare relativamente poco diffusa nei settori ATECO appartenenti al terziario.

Secondo quanto dichiarato nelle diagnosi, gli interventi effettuati hanno consentito il raggiungimento di un risparmio di energia finale di circa 16,5 ktep/anno e di un risparmio di energia primaria di circa 4,8 ktep/anno, associato agli interventi nelle categorie descritte sopra. Gli interventi individuati, se realizzati, sarebbero associati a un risparmio di energia finale di circa 63,4 ktep/anno, suddiviso in diverse tipologie: risparmi di

energia elettrica (37% del totale), di energia termica (14%), di carburante (26%) e altri risparmi (23%).¹¹⁴ Gli interventi individuati sarebbero inoltre associati ad un risparmio di energia primaria di circa 38,4 ktep/anno, riconducibile alle aree di intervento Cogenerazione/Trigenerazione e Produzione da fonti rinnovabili. Questi risparmi annui di energia finale e primaria sono da intendersi come un potenziale e una soglia massima, in quanto non tutti gli interventi individuati saranno realizzati e la loro attuazione sarà dilazionata nel tempo. Diversi settori ATECO si distinguono per una diversa composizione del risparmio totale, ad esempio con più elevate percentuali dei risparmi termici, come nel caso dei settori ATECO M (51%), C e I (ognuno circa 36%), F e Q (ognuno 28% del totale).

La tipologia di risparmio di energia finale conseguito è chiaramente riconducibile all'area di intervento: gli interventi, effettuati ed individuati, sono suddivisi per aree come mostrato nella tabella sottostante.

Tabella I.94– Interventi effettuati e individuati per area

Area di intervento	Interventi effettuati	risparmi ottenuti (tep/anno)	Interventi individuati	risparmi ottenibili (tep/anno)
Altro	9	256,7	15	605,1
Aria compressa	23	180,9	108	1.271,1
Aspirazione	-		7	561,5
Centrale termica/Recuperi termici	18	865,9	73	7.801,9
Climatizzazione	63	1.116,6	196	3.986,8
Cogenerazione/Trigenerazione	6	4.732,0	48	28.998,3
Freddo di processo	9	327,1	32	944,9
Generale (monitoraggio, organizzazione, formazione, ISO 50001)	36	174,0	269	3.259,0
Illuminazione	88	1.034,3	334	4.647,1
Impianti elettrici	20	84,0	90	1.244,8
Involucro edilizio	7	449,8	25	463,6
Linee produttive	33	8.929,0	78	16.321,6
Motori elettrici/Inverter	7	73,8	69	966,0
Produzione da fonti rinnovabili	4	51,3	173	9.474,6
Reti di distribuzione	4	337,2	1	5.107,7
Rifasamento	1	10,3	21	83,5
Trasporti	4	2.617,4	43	16.142,9
Totale complessivo	332	20.802,9	1.582	101.880,4

Fonte: ENEA

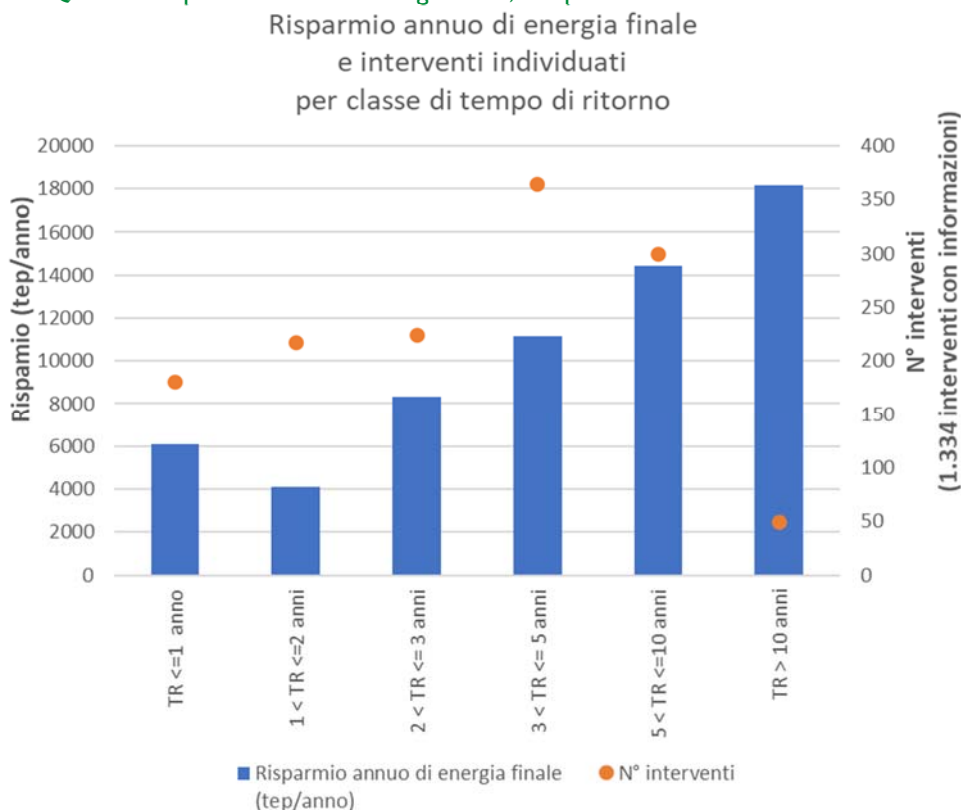
Per quanto riguarda gli interventi individuati emergono rilevanti specificità, in primo luogo tra settori ATECO. Ad esempio, tra Attività manifatturiere (C) e Commercio (G), si osserva una netta prevalenza di

¹¹⁴ La categoria altri risparmi può contenere diverse tipologie di risparmi, ad esempio risparmi associati a vettori energetici non altrove classificati o risparmi di energia finale o primaria relativi a più di un vettore energetico (ad esempio calore ed energia elettrica negli interventi di cogenerazione).

alcune categorie: 28% e 17% del totale per Illuminazione e Climatizzazione in G, rispetto a 19% e 8% in C. In secondo luogo, anche all'interno di un settore ATECO esistono diversità nella composizione degli interventi: nel settore C, ad esempio, il codice ATECO 21 ha una quota di interventi su Climatizzazione e Freddo di processo pari al 26%, mentre il 23 pari all'1%.

Le diagnosi energetiche riportano anche l'investimento associato agli interventi individuati e il corrispondente tempo di ritorno semplice, calcolato in assenza di incentivi. La figura sottostante mostra la distribuzione del risparmio di energia finale per classi di tempo di ritorno.

Figura I.74– Quote di risparmio annuo di energia finale, tempi di ritorno e numero di interventi individuati



Fonte: ENEA

Guardando alla distribuzione settoriale degli interventi individuati con risparmi di energia finale, il settore ATECO C ha quota maggiore di risparmi e mostra una prevalenza della quarta classe di tempo di ritorno, tra 3 e 5 anni, che copre il 46% del risparmio potenziale. Al suo interno, si rilevano anche in questo caso specificità: ad esempio, il codice 18 si caratterizza per una quota elevata dei risparmi associati a interventi con tempo di ritorno uguale o inferiore a 1 anno (25% del totale), analogamente al 10 e 22, con il 24 e 22% rispettivamente; la stessa classe ha invece un'importanza pari a 12% e 14% negli ATECO 21 e 23.

Le informazioni relative al tempo di ritorno possono essere utilizzate anche per ottenere il risparmio annuo cumulato associato agli interventi con tempo di ritorno inferiore a una certa soglia (Tabella I.98-I.99).

Tabella I.95 – Numero di interventi, risparmio annuo e investimenti cumulati per classe di tempo di ritorno

Classi tempo di ritorno	N° interventi individuati	% Interventi individuati	Risparmio annuo (tep/anno)	% Risparmio annuo
TR <=1 anno	180	13,5%	6.102,6	9,8%
1 < TR <=2 anni	217	16,3%	4.101,0	6,6%
2 < TR <= 3 anni	224	16,8%	8.301,1	13,3%
3 < TR <= 5 anni	364	27,3%	11.161,4	17,9%
5 < TR <=10 anni	300	22,5%	14.420,0	23,2%
TR > 10 anni	49	3,7%	18.182,2	29,2%

Fonte: ENEA

Tabella I.96– Numero di interventi, risparmio annuo e investimenti cumulati per classe di tempo di ritorno

Classi tempo di ritorno	N° interventi individuati	% Interventi individuati	Risparmio annuo (tep/anno)	% Risparmio annuo (tep/anno)	Investimento (€)	% Investimento (€)
TR <=1 anno	180	13,5%	6.102,6	9,8%	7.443.549,8	2,1%
TR <=2 anni	397	29,8%	10.203,7	16,4%	15.716.431,2	4,5%
TR <= 3 anni	621	46,6%	18.504,8	29,7%	27.290.891,6	7,8%
TR <= 5 anni	985	73,8%	29.666,2	47,6%	73.160.001,6	21,0%
TR <=10 anni	1.285	96,3%	44.086,2	70,8%	130.229.777,6	37,4%
TR > 10 anni	1.334	100,0%	62.268,4	100,0%	348.102.760,9	100,0%

Fonte: ENEA

Come indicato nella tabella soprastante, il tempo di ritorno è disponibile per 1.334 interventi, rappresentativi di circa il 98% degli interventi associati a risparmi di energia finale. La realizzazione degli interventi individuati con tempo di ritorno fino a 3 anni (621 interventi) implicherebbe il conseguimento del 47% del risparmio annuo di energia finale (18 ktep/anno), a fronte di un investimento complessivo pari a circa 27 milioni di Euro, 8% degli investimenti totali). Realizzando gli interventi individuati con tempo di ritorno fino a 5 anni (364 interventi aggiuntivi) si arriverebbe a quasi metà del risparmio totale, a fronte di un investimento pari a 73 milioni di Euro (21% del totale).

A concorrere al raggiungimento dell'obiettivo, inoltre, sarà sicuramente di supporto l'adozione di sistemi di gestione dell'energia: è noto, infatti, che i sistemi di gestione dell'energia rendono le imprese più competitive e gli enti capaci di gestire al meglio la spesa energetica. L'adozione di tali sistemi è talvolta subordinata alla presenza di personale dedicato all'interno dell'impresa: la tabella seguente riporta il numero di energy manager nominati nel 2019 nel Lazio.

Tabella 1.97- Energy Manager obbligati nominati (*) nel 2019 in accordo con l'articolo 19 della Legge 10/91

Settori	Comparti	Energy Manager
A.	Agricoltura	2
Industria		22
	B. Estrazione di minerali da cave e miniere	-
	C. Attività manifatturiere	18
	F. Costruzioni	4
Forniture e servizio energia		18
	D. Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	14
	E. Fornitura di acqua, reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti di risanamento	4
	N. 81	-
H. Trasporti		21
O. Pubblica Amministrazione (ministeri, amministrazioni centrali, regioni, enti locali, etc.)		15
Terziario		64
	G. Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	8
	I. Attività dei servizi di alloggio e ristorazione	2
	J. Servizi di informazione e comunicazione	22
	K. Attività finanziarie e assicurative	3
	L. Attività immobiliari	6
	M. Attività professionali, scientifiche e tecniche	7
	N. Noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese (**)	2
	P. Istruzione	1
	Q. Sanità e assistenza sociale	7
	R. Attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	2
	S. Altre attività di servizi	2
	U. Organizzazioni ed organismi extraterritoriali	2
Totale Energy Manager nominati		142

(*) I dati non comprendono le nomine dei soggetti obbligati che non hanno comunicato il nominativo dell'Energy Manager entro i termini di legge.

Fonte: FIRE

Al 2019 nel Lazio risultano nominati 142 energy manager. A conferma della peculiarità del sistema produttivo laziale, è nel terziario che si conta il maggior numero di nomine.

1.6.2.4 Potenziale di risparmio energetico nel settore industriale

Una valutazione del risparmio energetico tendenziale dell'attuale settore industriale nel suo complesso è nell'ordine di 88 ktep complessivi al 2030 e di 113 ktep complessivi al 2050, mentre in un scenario Green Deal si ha come risparmio obiettivo 176 ktep cumulativi al 2030 e 205 cumulativi al 2050.

Dall'analisi degli interventi individuati nelle diagnosi emerge che il risparmio potenziale, nelle ipotesi limite di completamento integrale di tutti gli interventi suggeriti in diagnosi, sarebbe dell'ordine di 100 ktep/anno, quindi l'obiettivo Green Deal risulterebbe non critico e facilmente raggiungibile attraverso un impulso alle grandi aziende e a quelle energivore ad eseguire almeno parte degli interventi suggeriti dalle diagnosi non dimenticando il tessuto delle PMI non soggette ad obblighi di legge in tema di diagnosi, ma che comunque esprimono un ulteriore potenziale in termini di ktep/anno risparmiati.

Tabella I.98 Sintesi dei risparmi previsti settore Industria per il raggiungimento degli obiettivi in Ktep

	2030	2050
Scenario tendenziale	88	113
Scenario GD	176	205

1.6.3. Analisi del settore agricolo ed individuazione delle aree tecnologiche di intervento

Sebbene il fabbisogno energetico del settore agricoltura del Lazio incida per il solo **3%** sul totale dei consumi finali regionali (cfr. PER § 1.3.1), molte sono le *policy* individuate nella Parte III del presente Piano, a valere sul Programma di Sviluppo Rurale, in quanto si ritiene che questo settore di utilizzo finale particolarmente suscettibile di iniziative di sviluppo rappresenti sia per le rinnovabili che per l'efficienza energetica una grande opportunità di progresso tecnologico, valorizzazione sostenibile delle risorse del territorio e rilancio dell'economia delle aziende del settore, per incoraggiarne ad esempio la ristrutturazione e l'ammodernamento.

I dati Istat relativi al Censimento dell'Agricoltura del 2010 vedono una superficie coltivata a serre pari a 28.000 ha a livello nazionale di cui oltre 3650 ha nel Lazio. La coltivazione in serra rappresenta all'incirca l'11-13 % della superficie totale coltivata (vedi tabella sottostante), Soprattutto nella provincia di Latina. I consumi termici del settore agricolo costituiscono all'incirca 40 W/mq in riscaldamento e 250 W/mq in raffrescamento, mentre i consumi annui medi per il riscaldamento sono pari a 250 MJ/anno per metro quadro¹¹⁵. La stima del periodo di riscaldamento è pari a 1.500-1.700h/anno.

Tabella 1.99– Superficie coltivata in serra (ha) in Italia e Lazio per coltura e provincia, periodo 2005-2010

Coltivazioni	Superficie coltivata in serra (ha)			
	Nazionale		Lazio	
Coltura	Istat 2005	Istat 2010	Istat 2010	
Floricoltura (a)	4964	4420	524	11,8%
Orticoltura (b)	34888	23893	3132	13,1%

Province	Superficie coltivata in serra (ha)		
	ortive	floro	totale
Viterbo	86	8	94
Rieti	2	2	4
Roma	337	135	472
Latina	2682	365	3047
Frosinone	24	15	39
Lazio	3132	524	3656

(a) produzione di fiori, foglie e fronde, (b) le produzioni orticole includono: ortaggi, pomodoro, lattuga, valeriana, frutta (cocomero, melone, fragola).

Fonte: ISTAT

Una soluzione di efficientamento è l'installazione di impianti di co-trigenerazione a biomasse solide ad uso agricolo, per il riscaldamento e/o raffrescamento di serre. La tabella sottostante riporta la superficie di serra potenzialmente riscaldata e/o raffrescata da un impianto di potenza termica pari a 1 MWt: essa varia in relazione alla tecnologia adottata,

¹¹⁵ Carlo Alberto Campiotti et al. "Efficienza energetica e fonti rinnovabili per l'agricoltura protetta" Ambiente Risorse Salute NUMERO 126 Luglio / Settembre 2010 - Anno XXIX – Vol. III

essendo massima per impianti di sola combustione e minima per impianti di gassificazione che invece hanno la massima produzione di energia elettrica.

Tabella I.100- Superficie di serra potenzialmente riscaldata e/o raffrescata, per tecnologia

Tipologia	Gassificazione GA + MCI	Combustione CO + ORC	Combustione CO
Potenza termica lorda [MW]	1.00	1.00	1.00
Potenza elettrica [MW]	0.26	0.14	0.00
Potenza termica rec. C. [MW]	0.38	0.53	0.85
Potenza termica rec f. [MW]	0.30	0.42	0.68
Sup. serra specifica risc. [ha]	0.94	1.32	2.13
Sup. serra specifica raff. [ha]	0.12	0.17	0.27

Per una valutazione del potenziale tecnico-economico è necessario disporre di dati di dettaglio sulle tipologie di coltivazioni e la superficie utilizzata.

1.6.4. Recupero aree marginali o degradate da attività antropiche

Dal recupero di aree già degradate da attività antropiche, pregresse o in atto (“brownfields”), tra cui siti industriali, cave, discariche, siti contaminati ai sensi della Parte quarta, Titolo V del decreto legislativo n. 152 del 2006, è possibile valorizzarle energeticamente perseguendo al tempo stesso obiettivi di sostenibilità ambientale attraverso investimenti per impianti per la produzione di energia rinnovabile e/o colture *no-food*. Di fatto, l’utilizzo di questi terreni per nuove attività, evitando di sottrarre nuovo spazio a usi agricoli o al paesaggio, non risponde solo a criteri etici o di corretta gestione ambientale, ma è anche economicamente conveniente rispetto a lasciarli allo stato di degrado attuale.

Un progetto dimostrativo è stato finalizzato in Emilia Romagna e in Veneto, dove oltre a studi di fattibilità sono stati portati avanti casi pilota e utilizzati strumenti operativi a supporto della pianificazione territoriale ed energetica i cui risultati sono già visibili sul sito web-GIS realizzato in collaborazione con il Servizio Geologico della Regione Emilia-Romagna, in grado di fornire le evidenze relative a vincoli normativi, geologici e ambientali e insieme le prospettive di sviluppo e le potenzialità produttive di ciascun sito.

Nel caso specifico della realtà regionale della Valle del Sacco, così come previsto nella relativa *policy* di cui alla Parte III, potrebbe trovare applicazione al recupero di aree marginali lo sviluppo di impianti per la produzione di ceppi algali per estrarre olio da destinare a produzione di biodiesel. Tale coltura permette la cattura di 200 tonnellate di CO₂ ad ettaro per ciclo di produzione, riducendo al tempo stesso il fabbisogno di superfici necessarie per la produzione del biodiesel nel rapporto di 1 a 20. Si stima che la resa di biodiesel per ettaro di piante oleiche sia di 0,7 tonnellate contro le 20 tonnellate di produzione con i ceppi algali.

I risultati da un’applicazione di questo tipo possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

- elevare l’efficienza dei cicli di produzione ottimizzando l’uso dei sottoprodotti ottenuti;
- assicurare una più alta tutela dell’ambiente, con particolare riguardo alle emissioni di gas ad effetto serra;
- attuare maggiormente i principi dello sviluppo sostenibile.
- Ridurre la dipendenza dall’approvvigionamento energetico esterno.
- Fornire al territorio disponibilità di energia da fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni di CO₂.

- Offrire una disponibilità di sfruttamento delle biomasse disponibili nell'area Regionale attivando la filiera dei biocarburanti.

Analogamente, si potrebbero valorizzare energeticamente i terreni non utilizzati dei **Consorzi per lo Sviluppo Industriale** previsti dalla Legge n. 634 del 1957. Al fine di evidenziare la consistenza delle superfici di tali Consorzi potenzialmente utilizzabili per una valorizzazione energetica che preveda l'installazione di impianti da fonte rinnovabile, in Allegato I.10 è riportata una disamina dello stato dell'arte dei Consorzi presenti nel territorio regionale come desunta dai relativi siti web istituzionali.

Infine, in Allegato I.11, è riportato l'elenco degli interventi di bonifica (conclusi o in corso) dei siti contaminati che potrebbero essere altresì valorizzati ai fini di una produzione energetica da fonte rinnovabile (cfr. Allegato 3.4 – Box 3.2).

I.6.5 Analisi energetica del settore trasporti e valutazione dei risparmi conseguibili

I.6.5.1 Piano Regionale della Mobilità, dei Trasporti e della Logistica

La Giunta della Regione Lazio, al fine di favorire lo sviluppo e la valorizzazione del territorio laziale come propulsore del Centro Italia, nodo cruciale del sistema infrastrutturale nazionale ed europeo, ha adottato il Piano Regionale della Mobilità, dei Trasporti e della Logistica (PRMTL) con il DGR 30/12/2020, n. 1050 (integrata dalla DGR 19/01/2021, n. 5). Il PRMTL è lo strumento principale di pianificazione regionale del trasporto e della logistica integrata, per ottimizzare le condizioni di sostenibilità economica, sociale ed ambientale. Il Piano ha come macro obiettivi quelli di adeguare le infrastrutture e i servizi di trasporto alle esigenze territoriali e, in secondo luogo, di ristabilire un equilibrio sostenibile fra domanda e offerta di trasporto individuale e collettiva.

Si elencano di seguito i principali obiettivi del PRMTL per tipologia di trasporto.

A. Sistema ferroviario. Gli obiettivi di Piano relativi all'infrastruttura ferroviaria del Lazio, definiti sulla base delle criticità attuali della rete, delle caratteristiche della Visione 2040, delle strategie di sviluppo dei sistemi TPL, logistico, portuale e aeroportuale, sono:

- aumentare la capacità della rete in modo da poter migliorare il livello di servizio in termini di frequenze e di gestione dei flussi eterotachici;
- migliorare l'accessibilità alla rete con nuove fermate;
- migliorare l'integrazione mediante la realizzazione di un'efficiente rete di nodi di scambio ferro-gomma passeggeri e merci;
- eliminare le interferenze tra flussi del traffico passeggeri e merci;
- eliminare gradualmente i passaggi a livello.

B. Sistema stradale e ciclabile. Allo stato attuale il Sistema Stradale nel Lazio presenta una struttura fortemente radiale rispetto alla città di Roma. Elementi fondamentali di questo sistema sono il Grande Raccordo Anulare (GRA) e due importanti assi infrastrutturali di livello nazionale, la A1 Milano – Napoli e la A24/A25 Roma – L'Aquila/Pescara, che si intersecano all'altezza di Tivoli e convergono sul GRA. A questo sistema si aggiungono le consolari che fanno sempre perno su Roma. Questo sistema soffre di collegamenti tangenziali: al fine di migliorare l'accessibilità all'area romana, il Piano delinea la necessità di potenziare i sistemi trasversali di collegamento. Gli **obiettivi** per una visione di lungo periodo del sistema stradale sono:

- trasformazione del sistema stradale da un sistema "Romano-centrico" a un sistema a **maglia larga**;
- capacità di accogliere le componenti future del sistema stradale;
- progettare e mantenere il sistema stradale ponendo al centro la **sicurezza stradale**;
- gestire il sistema stradale e **informare** gli utenti in tempo reale e in modo dinamico;
- favorire la mobilità ciclabile e la messa in sicurezza.

Il Piano pone quindi l'accento sulla **mobilità ciclabile** che potrebbe giocare un ruolo importante, per ridurre l'uso dell'auto privata negli spostamenti pendolari e promuovere la domanda di **cicloturismo** interno, che è in forte crescita ovunque, sia in Europa che in Italia, e rappresenta sempre più un potente strumento di valorizzazione dei territori a bassa antropizzazione.

Per la **mobilità elettrica** si prevede nel medio termine di integrare la rete di ricarica veloce inserendo dei punti su tutta la rete autostradale del Lazio, al fine di garantire la possibilità ai veicoli elettrici di effettuare,

sugli assi di spostamento primari, spostamenti a lunga percorrenza, mentre nel lungo termine sarà fondamentale:

- estendere la rete di ricarica veloce a tutta la rete extraurbana, garantendo che fra un punto di ricarica veloce e l'altro intercorrano al massimo 50 Km;
- garantire la presenza di un punto di ricarica di potenza standard pubblico in tutti i comuni della Lazio.

Il progetto sperimentale denominato “Pendolarismo ecosostenibile da/verso Roma Capitale” è stato completato con l'installazione di 21 infrastrutture. Il progetto iniziale prevedeva l'installazione di 24 infrastrutture con 48 punti di ricarica, in sette comuni della Città metropolitana di Roma Capitale. La scelta dei comuni coinvolti, oltre a considerare fattori quali la popolazione servita, la densità abitativa e l'integrazione con le reti di ricarica esistenti, teneva conto dei volumi di traffico generati e della prossimità alle principali direttrici di traffico.

Nel medio termine si ritiene necessario integrare la rete di ricarica veloce inserendo dei punti su tutta la rete autostradale della Regione Lazio, al fine di garantire la possibilità ai veicoli elettrici di effettuare, sugli assi di spostamento primari, spostamenti a lunga percorrenza. Il numero di infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici che si prevede di installare sul territorio regionale al 2030, sarà definito sulla base delle proiezioni dell'incidenza dei veicoli elettrici sul parco circolante, da verificare con l'aggiornamento del PNIRE attualmente in discussione in Conferenza Stato Regioni. In quella occasione, saranno fornite anche le indicazioni utili per orientare la programmazione verso l'installazione di infrastrutture ultra-veloci (“HPC”, sopra i 100 kW di potenza) in ambito autostradale/extraurbano e in nodi selezionati in ambito urbano e saranno individuate le azioni dedicate alle aree a fallimento di mercato (ad esempio, i comuni sotto i 10.000 abitanti non a vocazione turistica), nonché i criteri tecnologici in grado di rispondere alle esigenze degli utenti di mobilità elettrica, incluso l'utilizzo di metodi di pagamento elettronici. In particolare, si ritiene opportuno che su tutta la rete autostradale della Regione Lazio, nel medio periodo, sia disponibile un punto di ricarica veloce (o ad alta potenza come definito nella Direttiva) ogni 50 km, che garantisca la ricarica dell'80% delle batterie in 20 minuti.”

C. Sistema portuale. Le relazioni con i paesi del Mediterraneo occidentale e dalle relazioni con economie dinamiche quali quelle delle aree dell'Est Europa e del Sud - Est del Mediterraneo sono opportunità di crescita per i porti laziali, sia in termini di passeggeri che di merci.

Di conseguenza la Regione Lazio (Delibera n. 260/2013, “Adozione degli indirizzi per la stesura del Piano Regionale della Mobilità, dei Trasporti e della Logistica”) sostiene di:

- utilizzare l'intermodalità strada-mare e ferro-mare;
- evitare la proliferazione di nodi, puntando piuttosto alla specializzazione, al miglioramento dell'accessibilità ed all'individuazione di quegli interventi sulla rete stradale e ferroviaria necessari per il relativo potenziamento;
- sviluppare i traffici Ro-Ro e la funzione di land-bridge;
- sviluppare la mobilità turistica;
- promuovere l'inserimento del porto di Civitavecchia nella rete TEN-T centrale (core network) al fine di disporre di finanziamenti comunitari fondamentali per lo sviluppo dello scalo;
- sviluppare il porto commerciale di Fiumicino.

D. Sistema aeroportuale. Per uno sviluppo sostenibile del sistema aeroportuale, anche a livello ambientale, il Piano promuove la razionalizzazione e la specializzazione delle infrastrutture, dividendo gli interventi in due macro classi:

- azioni volte ad ottimizzare le infrastrutture già esistenti;

- sviluppo sostenibile e in armonia con gli incrementi della domanda.

Per una mobilità sostenibile il Piano favorisce:

- l'accessibilità ferroviaria (alta velocità per Fiumicino e collegamento diretto Termini-Ciampino) che considera, inoltre, il requisito principale per l'eventuale terzo aeroporto regionale;
- autobus intercity, soluzione ideale per quelle realtà in cui il sistema ferroviario non può costituire un'alternativa valida;
- l'accessibilità ciclabile dell'aeroporto di Fiumicino: è quindi importante realizzare un collegamento dello scalo con la rete ciclabile regionale, e pensare al trasporto ciclabile su ferro, ad oggi impossibile o difficoltoso sulla maggior parte delle carrozze in circolazione.

Questa strategia contribuirà a diminuire l'utilizzo del veicolo privato, combattendo inoltre le esternalità generate dai trasporti.

E. Sistemi Urbani. I sistemi urbani della regione sono costituiti innanzitutto dal mega-sistema dell'Area Romana, con il comune di Roma e il resto della Città Metropolitana di Roma, che pesa per il 74% della popolazione totale della Regione e per l'80% degli spostamenti. L'Area Romana è caratterizzata da rilevanti problemi di congestione e, più in generale, di sostenibilità ambientale, sociale ed economica della mobilità, con un contributo del 71% alle emissioni di PM10 e del 65% all'incidentalità stradale dell'intero Lazio.

Gli altri sistemi urbani della Regione sono quelli di media dimensione, prevalentemente formati da capoluoghi di provincia e relative conurbazioni, caratterizzati da problemi di mobilità sostenibile, ma anche di accessibilità dalle reti principali di trasporto, nonché i sistemi urbani piccoli, caratterizzati prevalentemente da scarsa accessibilità verso i sistemi medi e grandi del Lazio.

Considerato l'alto grado di interazione e di condizionamento esistente tra sistemi urbani e sistemi dei trasporti, vengono ripresi nella prospettiva dei Sistemi Urbani, gli obiettivi, le strategie e le azioni individuate oramai da tempo dalla Regione Lazio nel settore della mobilità, dei trasporti e della logistica, e che si sono tradotte negli interventi programmati dalla Regione stessa nel PRMTL. Va osservato che queste strategie, azioni ed interventi sono riportate nei rapporti relativi agli altri sistemi, dove vengono tralasciati con prospettive diverse da quella dei sistemi urbani.

Il PRMTL ribadisce l'obiettivo di sostenibilità della mobilità interna ai sistemi urbani stessi, e i principali obiettivi generali e specifici e le principali strategie di intervento da adottare che individua sono convergenti con quelli delle Linee Guida ministeriali per la redazione dei Piani Urbani della Mobilità Sostenibile – **PUMS**. Queste strategie si esplicano con azioni finalizzate anche alla diffusione dei **veicoli elettrici e condivisi e di modalità più sostenibili**, come la bici e la micro-mobilità elettrica. Inoltre, il Piano fa propria la strategia nazionale di considerare il PUMS, quale strumento di riferimento per la scelta degli interventi prioritari, sia da inserire nel PRMTL e nella programmazione regionale più in generale, e sia nei documenti di concertazione a livello nazionale.

Il PRMTL individua le seguenti strategie di base, intese quali azioni programmatiche che trovano attuazione in quadro di ritrovata efficienza del sistema di mobilità, da ottenersi tramite una attenta programmazione degli interventi individuati e descritti nel seguito, dando la priorità a quelli in grado di garantire effetti immediati sul sistema della mobilità nel suo complesso:

- infrastrutture stradali e materiale rotabile;
- interventi di messa in sicurezza e adeguamento delle infrastrutture stradali;
- realizzazione di nuove infrastrutture stradali e completamento di infrastrutture esistenti, acquisto materiale rotabile;

- infrastrutture ferroviarie, metropolitane e materiale rotabile
 - Interventi sulle ferrovie ex concesse,
 - Interventi sulle ferrovie regionali,
 - Infrastrutture ferroviarie di rilevanza nazionale/interregionale,
 - Metropolitane,
 - Acquisto e manutenzione materiale rotabile;
- infrastrutture per la mobilità sostenibile;
- intermodalità - Infomobilità e nodi di scambio.

Il Piano adotta anche politiche di governo del territorio integrate con politiche della mobilità orientate al trasporto collettivo (*Transit Oriented Development –TOD*), in particolare ferroviario, con trasformazione dei nodi ferroviari in poli di sviluppo insediativo di residenze e attività di vario genere, in particolare a forte potenziale attrattivo di spostamenti.

Per l'area Romana, le strategie ed azioni regionali del PRMTL trovano riscontro, come il PUMS del Comune di Roma. In questo caso, non solo vi è sintonia di obiettivi e strategie, ma numerosi sono gli interventi previsti nel PUMS che sono contenuti e finanziati nel PRMTL, con lo scopo di contribuire a risolvere i problemi di congestione e di mobilità sostenibile della città di Roma, come il potenziamento delle linee di metropolitana e dei nodi di interscambio, e delle infrastrutture per la mobilità ciclabile ed elettrica.

Per il miglioramento della accessibilità degli altri sistemi urbani, la Regione promuove il miglioramento dei collegamenti inter-comunali su auto e TPL (tramite la riduzione dei tempi di viaggio) e la distribuzione delle merci a scala intercomunale, anche al fine di armonizzare la disciplina della distribuzione delle merci tra i diversi comuni dello stesso sistema urbano.

F. Trasporto Pubblico Locale TPL. Ogni anno, il **trasporto pubblico** nel Lazio (servizi ferroviari e su gomma, pubblici e privati) esercisce circa 225 milioni di bus-km (di cui circa il 65% in urbano ed il 35% in extraurbano) e 33 milioni di treni-km l'anno (di cui circa il 34% in urbano ed il 66% in extraurbano), trasportando circa 1,12 miliardi di passeggeri. L'offerta maggiore è quella relativa al trasporto pubblico **urbano**, che raccoglie il maggior numero di passeggeri trasportati all'anno (circa l'85% del totale, con Roma che assorbe circa il **77%** della domanda di trasporto pubblico regionale). Le attuali tendenze regionali mostrano una crescita della domanda di spostamento con i mezzi pubblici, anche se nettamente inferiore all'uso del veicolo privato. L'offerta è superiore alla media nel confronto con le altre regioni ma segna un trend di riduzione per quanto riguarda il servizio su gomma.

Il Piano definisce sia degli scenari di riferimento che una visione di lungo periodo (2030/2040). I primi riguardano gli sviluppi futuri del TPL che scaturiscono dalle tendenze in atto e dagli interventi previsti nei precedenti Piani e Programmi. La visione riguarda invece il “desiderabile”, ovvero gli obiettivi che si vuole vengano conseguiti nel lungo periodo.

In particolare, la Regione Lazio, per lo sviluppo del TPL, è orientata ai principi ed agli obiettivi del Libro Bianco UE sui Trasporti del 2011. Il proseguimento, da un lato, delle azioni già intraprese e previste e la loro integrazione, dall'altro, con azioni di lungo termine mirano allo sviluppo di servizi totalmente accessibili e integrati tra loro, di elevata qualità ed affidabilità, altamente innovativi, totalmente sicuri e di basso impatto ambientale.

- **Efficienza ed economicità:** Sistema di TPL sottoposto a concorrenza, monitorato con tecnologie automatiche a livello di singola linea con penalità e premialità, basate sul rispetto dei contratti e sulla qualità del servizio.

- **Adattabilità:** Servizi rispondenti alle esigenze di mobilità di tutte le categorie di utenti, pronti a recepire nuove esigenze e adatti alle caratteristiche territoriali e socio-economiche
- **Accessibilità:** Servizi facilmente raggiungibili e privi di barriere; totale integrazione ferro/gomma, condivisione e uso delle informazioni
- **Intermodalità:** Possibilità di utilizzare in maniera integrata tutti i modi di trasporto pubblico; Possibilità di prescindere dal mezzo privato per qualunque spostamento; Coordinamento temporale tra tutti i servizi di TPL
- **Qualità:** Servizi di TPL confortevoli, che rendano il viaggio un'esperienza piacevole, senza interruzione di continuità
- **Innovazione:** Servizi tecnologicamente avanzati nei sistemi d'informazione, bigliettazione, monitoraggio, sicurezza, trazione e consumi, con impatti ridotti al minimo consentito

G. Sistema logistico. La presenza ormai consolidata sul territorio regionale di tre distretti industriali e sette sistemi produttivi locali è stata seguita da un coerente insediamento di terminal ferroviari e piattaforme logistiche. L'attuale disposizione delle infrastrutture logistiche, soddisfa la copertura del territorio, ma genera difficoltà dovute alla sovrapposizione dei rispettivi bacini di utenza; inoltre, i nodi merci operativi sono sottoutilizzati, nonostante i vari Piani e Programmi locali continuano a prevedere la costruzione di altri nodi logistici trascurando questioni quali accessibilità, sovrapposizione delle aree di influenza e assenza di specializzazione.

Per queste ragioni il primo obiettivo del Piano è la razionalizzazione delle risorse disponibili, in modo da rendere efficaci la già delineata rete logistica della Regione Lazio, configurandola come una rete multilivello e focalizzando l'attenzione sui nodi di importanza nazionale (Pomezia Santa Palomba e Roma Smistamento). Le azioni volte sono rivolte a risolvere le attuali criticità - accessibilità e carenza dei servizi logistici - prima di intraprendere nuove costruzioni non motivate da riscontri oggettivi.

L'azione strategica del Piano prevede di intervenire contemporaneamente su due aspetti:

- eliminazione delle inefficienze doganali, causa principale dell'allontanamento dei flussi merci;
- razionalizzazione e specializzazione delle infrastrutture logistiche.

L'adozione di queste strategie permetterà di instaurare un circolo virtuoso con cui avvicinare i flussi merci che oggi non trovano conveniente transitare nelle infrastrutture logistiche del Lazio.

Il sistema logistico dovrà costituire una rete di infrastrutture e servizi in grado di migliorare l'accessibilità su tutto il territorio regionale e la rapidità dell'inoltro delle merci sui corridoi della rete TEN-T.

Il sistema dovrà essere composto da una rete di:

- interporti e terminal intermodali dedicata al trasporto intermodale e combinato;
- porti e relativi retroporti attrezzati per funzioni di trasporto e logistica (vedi Sistema Portuale);
- piattaforme e terminal per la raccolta e la distribuzione urbana delle merci;
- infrastrutture per il cargo aereo.

Valutazione dei risultati.

Dall'implementazione degli interventi ci si attende la generazione di diversi impatti positivi per la collettività regionale, in termini economici, ambientali e sociali. Di seguito si quantificano gli impatti relativi alla riduzione delle emissioni inquinanti e di CO₂, alla riduzione nei tempi medi di spostamento ed al miglioramento delle condizioni di sicurezza stradale, per il tramite di una riduzione del rischio di incidentalità e delle conseguenze in termini di ferimenti e decessi.

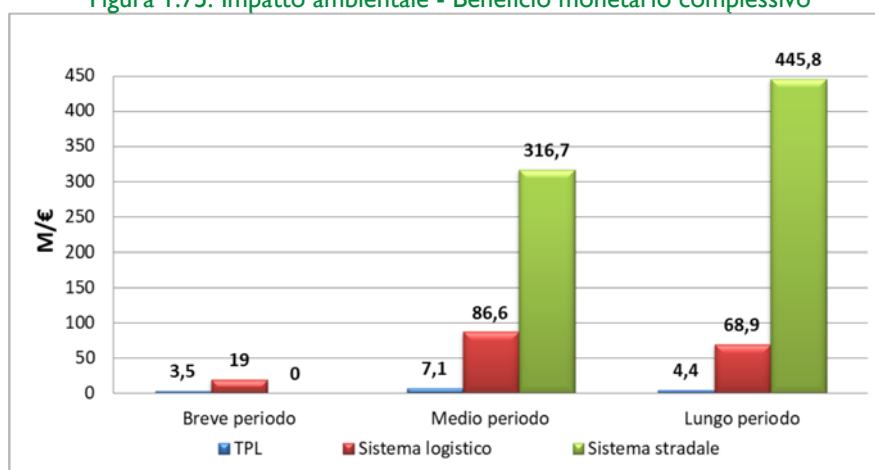
A. Impatti ambientali. Il settore dei trasporti emette più del 40% dei NO_x della Regione (7% del totale nazionale del settore), e circa il 15% del particolato fine (dati 2019, fonte: Inventari Provinciali ISPRA¹¹⁶).

Le infrastrutture aeroportuali, stradali e ferroviarie sono anche fonte di emissione di rumore per il quale si registrano superamenti dei limiti di esposizione.

Le emissioni annue di anidride carbonica (CO₂) del Lazio generate dal settore trasporti (34,6% del totale regionale), sono in media l'8% del totale nazionale del settore. Di queste emissioni quasi il 94% è legato al trasporto stradale, dovute prevalentemente alle autovetture (68%), mentre le emissioni degli altri modi di trasporto rappresentano una quota bassissima - aereo nazionale 4,4%, navigazione nazionale 1,8%, i treni diesel trascurabile (dati 2019, fonte: Inventari Provinciali ISPRA¹¹⁷).

Gran parte delle azioni del PRMTL si traducono in effetti positivi su qualità dell'aria, rumore e emissioni di CO₂, che possono essere quantificati in un unico indicatore di beneficio monetario, stimato in circa 22,5 M/€ nel breve periodo, pari a 410 M/€ nel medio periodo, mentre nel lungo periodo, il beneficio complessivo ammonta a 519 M/€ (figura sottostante).

Figura I.75: Impatto ambientale - Beneficio monetario complessivo



Fonte: PRMTL, Relazione di Sintesi – Dicembre 2020

In particolare, per quanto riguarda gli effetti complessivi del piano in rapporto agli obiettivi di sostenibilità assunti per il tema energia e cambiamenti climatici, la valutazione è finalizzata al raggiungimento dell'obiettivo delineato dal PER, che indica la necessità di includere nel Piano Regionale dei Trasporti analisi delle variazioni

¹¹⁶ <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventaria/disaggregazione-dellinventario-nazionale-2019/view>

¹¹⁷ <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventaria/disaggregazione-dellinventario-nazionale-2019/view>

dei consumi energetici conseguenti all'attuazione dei piani stessi e nella pianificazione urbanistica considerazioni sulla domanda di mobilità indotta dalle scelte settoriali, favorendo uno sviluppo urbanistico coerente con lo sviluppo del trasporto pubblico.

B. Tempi di spostamento. La variazione nell'entità delle percorrenze e la maggiore intermodalità dei viaggi prodotte dagli interventi riguardanti il TPL ed il sistema stradale si associa ad una generalizzata riduzione nei tempi medi di spostamento, quantificabile in **un risparmio medio pro-capite di 329 ore**, con riferimento ai soli spostamenti sistematici compiuti nelle due ore di punta della giornata.

C. Sicurezza stradale. Dagli interventi previsti dal Piano per il sistema di sicurezza stradale è attesa una riduzione delle percorrenze, espresse in veicoli-km, nelle due ore di punta della giornata, che possono portare, nel medio periodo ad una **riduzione media annua** stimata di 282 incidenti, 394 ferimenti e 7 decessi. Nel lungo periodo invece, la riduzione media annua stimata degli incidenti ammonta a 465, quella dei ferimenti a 651 e quella dei decessi a 11.

1.6.5.2 Piano Generale del Traffico Urbano e il Piano Urbano Mobilità Sostenibile di Roma

La Regione Lazio è caratterizzata dal **sistema urbano di Roma** che domina per estensione, popolazione, attività economiche e per interscambi con le altre aree della regione.

Piano Generale del Traffico Urbano. Con Del n. 21 del 16 aprile 2015 è stato approvato dall'Assemblea Capitolina il Piano Generale del Traffico Urbano (**PGTU**) di Roma, che definisce un quadro organico di obiettivi e misure per migliorare e razionalizzare l'organizzazione dei sistemi di mobilità esistenti. Il PGTU affronta la gestione della mobilità in un quadro di sistema garantendo equilibrio tra le esigenze delle diverse componenti e favorendo al massimo l'integrazione fra i diversi modi di trasporto sull'intero territorio urbanizzato.

Le premesse del nuovo Piano, che aggiorna quello del 1999, sono partite dall'osservazione di una realtà profondamente modificata rispetto a quella del precedente piano. In questi ultimi 15 anni, infatti, Roma è cambiata e con essa sono mutate le modalità di spostamento di residenti e pendolari.

La finalità è di assicurare alla città un modello di accessibilità coerente con la sua vocazione storico artistica e con le esigenze di sviluppo del territorio più esterno. Il tema/strumento chiave del nuovo PGTU è la condivisione: significa sostituire le regole attuali, orientate prioritariamente alla gestione e al controllo dell'occupazione degli spazi, con misure di condivisione spaziale e temporale della città. Tutte le azioni del PGTU richiamano al concetto di condivisione: bonus di mobilità, car e bike sharing, mobility management, trasporto pubblico, open data, sosta tariffata, isole ambientali, smart card. Il tutto con un passaggio graduale da una logica prettamente di controllo e repressione a una che premia e incentiva i comportamenti virtuosi che guardano alla collettività.

Si tratta di passare da una logica di controllo e repressione a quello di premialità dei comportamenti virtuosi.

La declinazione quantitativa di questo obiettivo generale sulle singole componenti di mobilità è ambiziosa, ma al tempo stesso concretamente raggiungibile nei tempi di attuazione del Piano:

- sulla ciclabilità arrivare al 2% d'uso sistematico entro 2 anni (oggi 0,6), ed al 4% su base cittadina e al 10% nel centro storico entro 5 anni;
- aumentare del 20% la velocità commerciale del servizio di TP sugli assi portanti attraverso l'incremento delle corsie preferenziali e l'attuazione di itinerari a priorità semaforica; aumentare del 20% gli utenti del TP;

- rispettare l'impegno con la UE di dimezzare nel 2020 i morti sulle strade del 2012;
- realizzare almeno un'isola ambientale in ogni municipio nei prossimi due anni;
- organizzare integralmente il Centro storico per isole ambientali progressivamente estese alle aree esterne permettendo la circolazione ai soli mezzi a basse emissioni;
- ridurre progressivamente le emissioni di CO₂ causate dal traffico.

Piano Urbano della Mobilità Sostenibile (PUMS). Il PUMS è stato adottato con Deliberazione n. 60/2019, è un documento strategico di sviluppo del sistema di mobilità secondo più orizzonti temporali: breve, medio e lungo periodo.

La strategia del PUMS si articola su più azioni programmatiche, ovvero:

- Rendere il trasporto pubblico attraente per tutti;
- Rendere disponibile il mezzo giusto al momento giusto;
- Favorire una maggior consapevolezza per una nuova cultura della mobilità;
- Disinquinare innovando: verso un trasporto ecocompatibile;
- Favorire l'innovazione tecnologica;
- Sostenere la centralità dell'informazione;
- Favorire la gerarchizzazione del sistema dei trasporti;
- Favorire azioni di controllo della domanda di mobilità;
- Promuovere e sostenere la mobilità ciclabile.

Il ruolo dell'intermodalità è centrale e altri capisaldi di piano sono la riduzione dei fenomeni dei colli di bottiglia dalla rete stradale primaria di accesso ai nodi di scambio; il miglioramento dell'offerta di parcheggi; l'integrazione con la rete infrastrutturale dei modi non motorizzati, lo sviluppo dello sharing e del mobility management.

Vengono previsti numerosi interventi sulla rete stradale, fra cui l'allargamento della via Tiburtina dopo Rebibbia, la demolizione della tangenziale est, lo svincolo autostrada A12 Roma – Civitavecchia, il Corridoio Intermodale Roma – Latina e Cisterna Valmontone, il nuovo ponte della Scafa. Per il ferro le previsioni si attestano sul miglioramento tecnologico (Upgrade sistema di distanziamento e tecnologie nel Nodo di Roma), sulla chiusura del nodo ferroviario e sul nodo del Pigneto.

In coerenza con la Roadmap C40, il piano seleziona una serie di obiettivi di sostenibilità ambientale e sociale, fra cui una corposa riduzione di emissioni atmosferiche e acustiche, il monitoraggio delle concentrazioni, la riduzione dell'incidentalità stradale, il miglioramento dell'inclusione sociale.

1.6.5.3 Mobilità elettrica

La mobilità elettrica è una delle azioni chiave a livello globale per minimizzare l'impatto ambientale del trasporto¹¹⁸ ed è una delle politiche per l'agenda 30 dell'ONU per le città sostenibili (l'Handbook UNECE¹¹⁹).

La Commissione Europea a novembre del 2019 ha annunciato il Green Deal¹²⁰, impegnandosi a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Questa strategia prevede una serie di tappe serrate e include tutti i

¹¹⁸ <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020/etp-model>

¹¹⁹ <https://thepep.unece.org/sites/default/files/2020-10/Handbook%20on%20Sustainable%20Urban%20Mobility%20and%20Spatial%20Planning.pdf>

¹²⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>

settori energetici, in primis i trasporti, per i quali ad ottobre 2020 ha stilato un programma di lavoro¹²¹ per il 2021.

A marzo 2020, la Commissione ha proposto la Legge sul Clima come primo atto legislativo per arrivare all'obiettivo di emissioni zero, e durante l'anno ha proposto l'obiettivo intermedio della riduzione del 55% delle emissioni di CO₂ rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Tra i primi documenti licenziati dalla Commissione, a ridosso di queste importanti decisioni, a dicembre 2020, c'è proprio la nuova strategia europea per una Mobilità sostenibile ed intelligente¹²², in cui viene definita come prima sfida da affrontare quella di ridurre in modo significativo le emissioni del settore trasporti, per cui l'iniziativa Faro 1 del Piano d'Azione è la promozione della diffusione di veicoli a zero emissioni attraverso la revisione delle direttive sulle energie rinnovabili, sulle infrastrutture dei carburanti alternativi, sulle emissioni dei veicoli nuovi, e sulle prestazioni di efficienza energetica degli edifici.

La comunicazione della Commissione Europea del Piano d'Azione per Inquinamento Zero¹²³, pubblicata il 12 maggio 2021, per integrare l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 in sinergia con gli obiettivi dell'economia pulita e circolare e del ripristino della biodiversità, in linea con l'Agenda 2030, ha come Iniziativa Faro 2 sostenere l'azione "inquinamento zero" urbano, con misure atte a ridurre alla fonte le emissioni nell'aria e le emissioni sonore provenienti dai mezzi di trasporto, attraverso anche l'aggiornamento, se necessario, dei quadri normativi dell'UE o internazionali.

La proposta della Commissione Europea del 14 luglio 2021 per realizzare il *target* di riduzione del 55% al 2030 (*Fit-to-55*¹²⁴), rafforza la strategia sulla mobilità sostenibile verso una mobilità elettrica. I *target* del Green Deal per i trasporti¹²⁵ sono molto impegnativi, sia come sviluppo tecnologico di componentistica e di carburanti, sia come investimenti per impianti e infrastrutture, e si muovono su tre linee di azione:

- sistema Emission Trading System (ETS)¹²⁶ per strada, aereo e mare
- trasporto stradale più pulito:
 - o revisione limite emissioni di CO₂: fermo restando il *target* del 2025, quello al 2030 viene alzato al 55% di riduzione per le autovetture e al 50% per i Veicoli commerciali leggeri (VCL), e viene fissato il *target* di zero emissioni al 2050 per tutte e due le categorie
 - o maggiore diffusione delle infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici e ad idrogeno: sia sulle reti TEN-T – centrale e globale - sia nei nodi urbani
- combustibili più puliti e loro uso più sostenibile: l'intensità gas serra ad effetto climalterante deve scendere del 13% nel 2030, e la quota dei combustibili sintetici – compreso l'idrogeno - deve salire al 2,6% al 2030, nello stesso orizzonte temporale la quota di biofuel avanzati deve arrivare al 2,2%. Per questi obiettivi sarà fondamentale il contributo del settore del trasporto aereo e di quello marittimo, per il quale sono fissati obiettivi di penetrazione dei carburanti sostenibili (Sustainable Aviation Fuels –SAFs) e di quelli sintetici.

¹²¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0690>

¹²² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?qid=1631175937386&uri=CELEX%3A52020DC0789>

¹²³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0400>

¹²⁴ https://ec.europa.eu/info/publications/delivering-european-green-deal_it

¹²⁵ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_21_3665

¹²⁶ https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en

All'interno di questo grande programma “net-zero emissions”, un altro provvedimento europeo cruciale è la Direttiva sulle Infrastrutture per i combustibili alternativi (DAFI)¹²⁷ del 2014 e sue successive modifiche, e che al momento è sotto revisione. La Commissione Europea ha addirittura presentato una proposta di Regolamento¹²⁸ che abroga la direttiva per rendere vincolanti, e non soggetti a necessità di ratifica, gli obiettivi sui combustibili alternativi in tutti gli Stati Membri. Il Regolamento proposto intende garantire la disponibilità di una rete diffusa di infrastrutture per i combustibili alternativi in tutta l'Unione europea, perseguendo tre obiettivi specifici:

- garantire l'infrastruttura minima per supportare la richiesta di veicoli a carburante alternativo in tutte le modalità di trasporto e in tutti gli Stati membri per raggiungere gli obiettivi climatici della UE;
- garantire l'interoperabilità delle infrastrutture;
- garantire un livello elevato di informazioni per l'utente e assicurare modalità di pagamento adeguate.

Sulle infrastrutture, l'Italia aveva emanato autonomamente una legge¹²⁹ - Legge 7 agosto 2012, n. 134 art.17 bis- che istituiva il Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica di veicoli alimentati ad Energia elettrica (PNIRE), per realizzare una rete nazionale che garantisca nel 2020 un punto di ricarica ogni 10 auto elettriche circolanti.

Per quanto riguarda invece la Direttiva DAFI, l'Italia, nonostante l'abbia recepito nel 2016¹³⁰, non ha mai presentato la relazione sul Piano Strategico Nazionale per cui è stata sollecitata e posta sotto procedura d'infrazione dalla Commissione Europea. La procedura è stata archiviata a febbraio 2021¹³¹.

Molti governi hanno già adottato politiche per l'uscita definitiva dal mercato delle autovetture con motore a combustione interna (ICE), e alcuni stati l'hanno programmata anche dei veicoli pesanti con motore ICE (Cfr. figure seguenti).

¹²⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02014L0094-20200524>

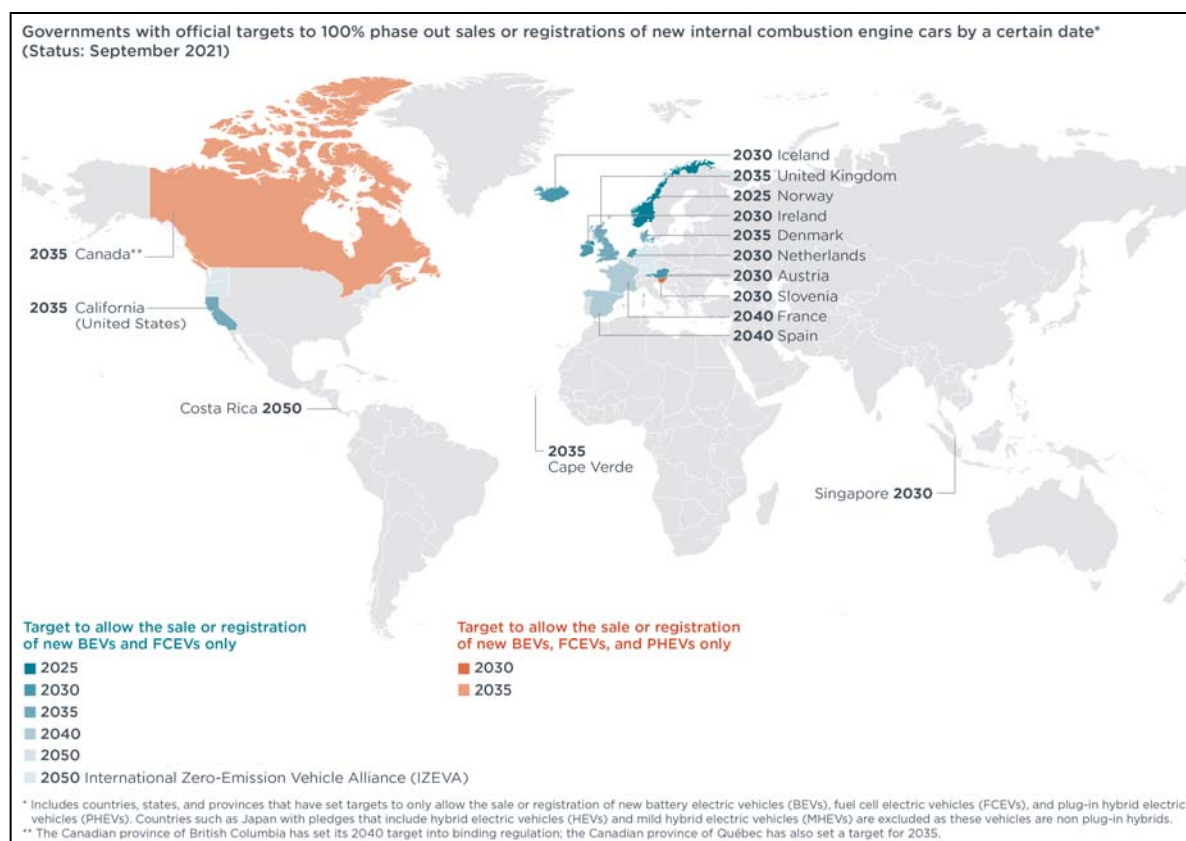
¹²⁸ https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf

¹²⁹ <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNire.pdf>

¹³⁰ <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2016-12-16;257>

¹³¹ <https://www.politicheeuropee.gov.it/it/attivita/procedure-dinfrazione/stato-delle-infrazioni/infrazioni-18-febbraio-2021/>

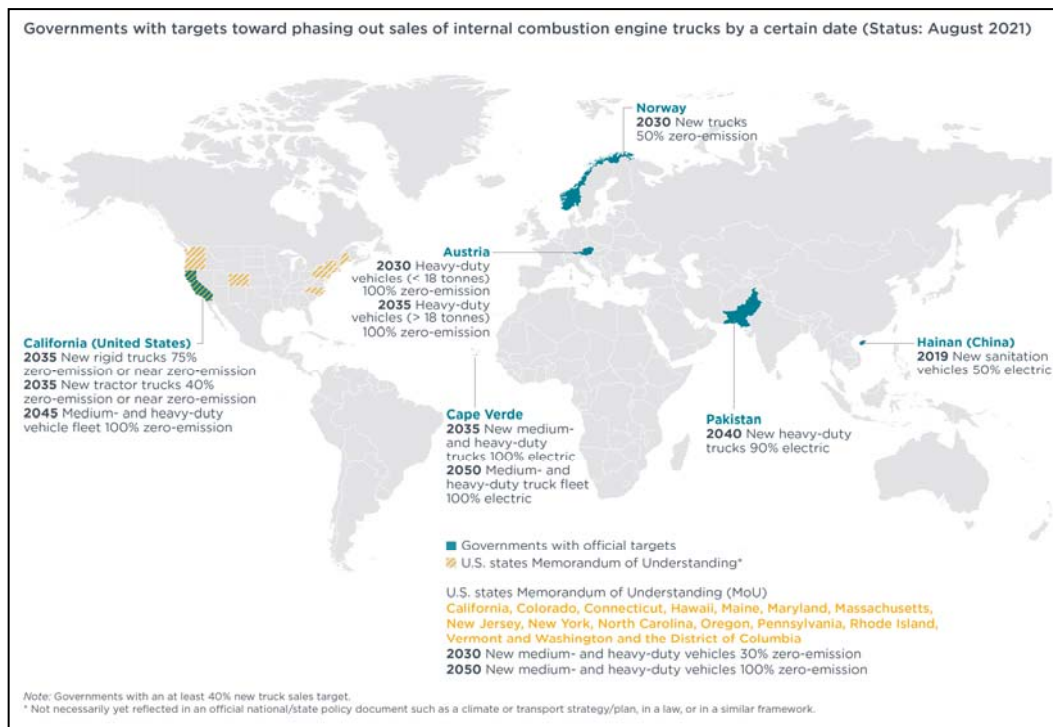
Figura I.76 Obiettivi governativi ufficiali di sostituzione progressiva delle autovetture a combustione interna nel mondo



Fonte: ICCT¹³²

¹³² <https://theicct.org/ldv-ice-global-phase-out-map>

Figura I.77 - Obiettivi governativi ufficiali di sostituzione progressiva dei camion a combustione interna nel mondo

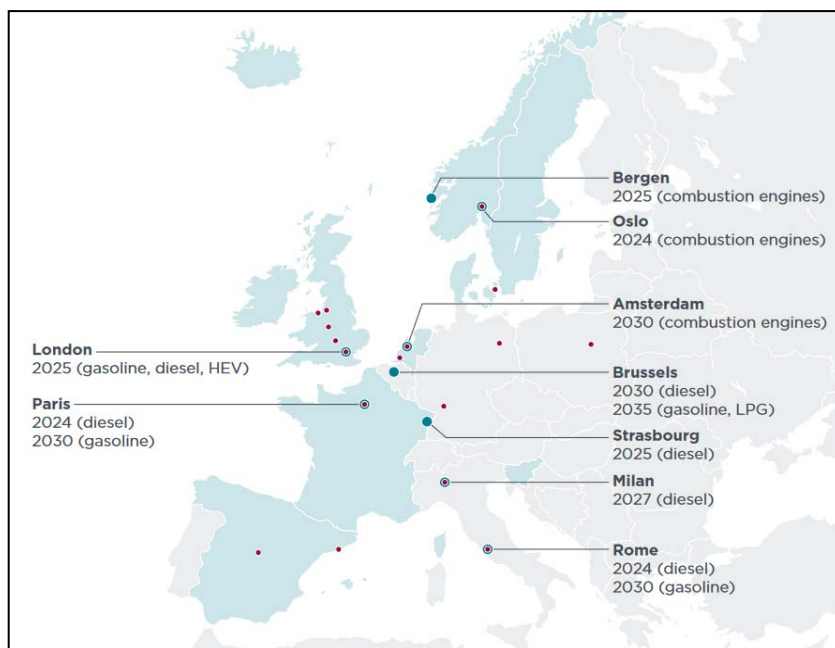


Fonte: ICCT¹³³

A spingere verso la mobilità elettrica sono anche le città europee, protagoniste della transizione ecologica del Green Deal, della Mobilità Sostenibile e Smart, e del Piano d’Azione per Inquinamento Zero (Figura I.79).

¹³³ <https://theicct.org/hdv-ice-global-phase-out-map>

Figura I.78 Mappa di città europee che hanno adottato politiche per la decarbonizzazione dei trasporti

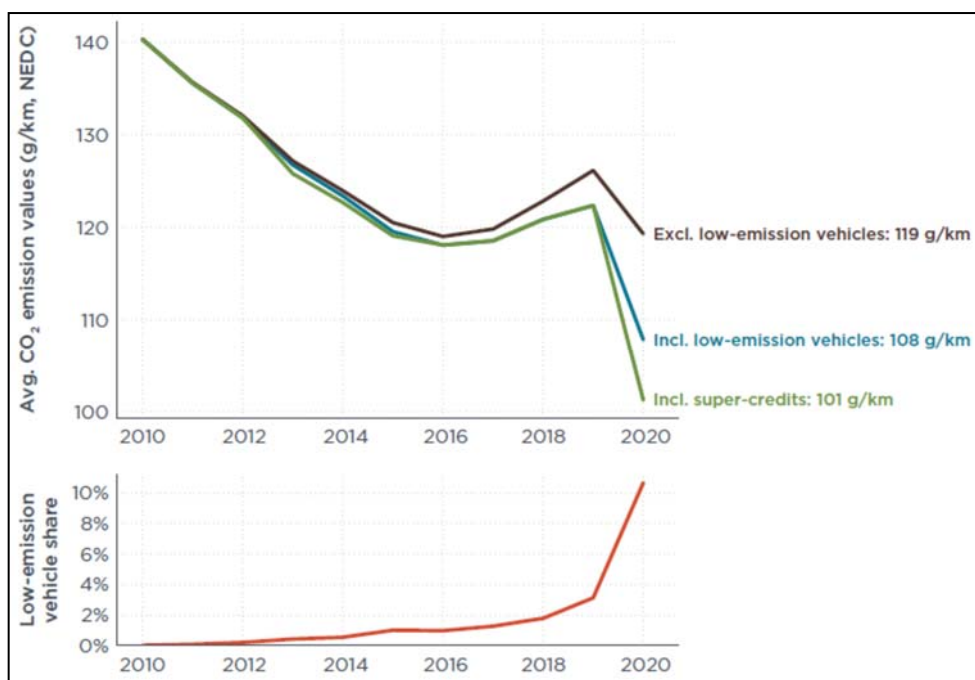


Fonte: ICCT¹³⁴ – le città segnate in rosso hanno già adottato restrizioni in alcune aree

Dal lato dell'offerta di veicoli elettrici, la scelta di investire nella motorizzazione elettrica, adottata da tutte le case costruttrici nel corso dell'ultimo decennio, è stata necessaria in Europa per scendere sotto i limiti di emissioni di CO₂ per i nuovi veicoli leggeri imposti dai Regolamenti 443/2009 per le autovetture e 510/2011 per i veicoli commerciali leggeri (VCL), ora unificati sotto il Regolamento 631/2019. Le vendite di automobili elettriche, infatti, non solo sono a emissioni nulle, ma danno diritto ad un super-credito nel conteggio della media delle emissioni di CO₂ riducendole in modo ancora più sostanzioso (cfr. Figura I.80).

¹³⁴ <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Combustion-engine-phase-out-briefing-may11.2020.pdf>

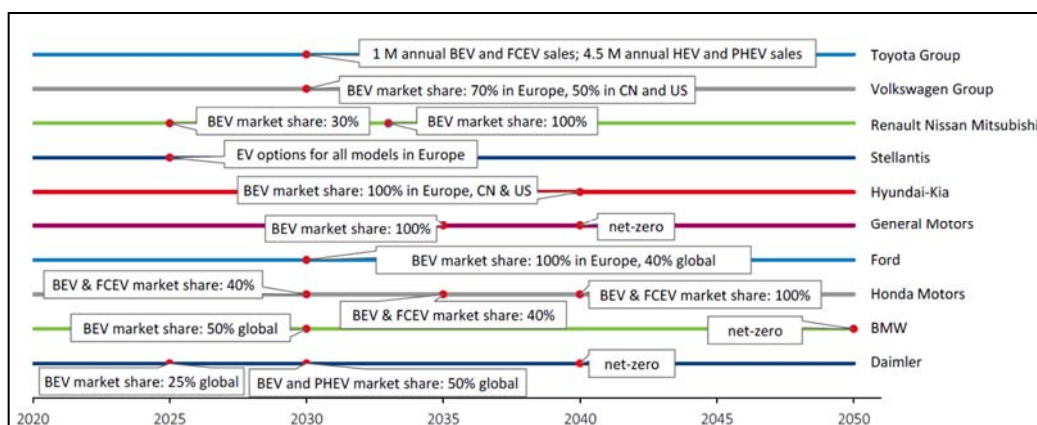
Figura I.79 La serie storica delle emissioni medie di CO₂ delle vetture nuove in Europa dal 2010, con e senza il credito per le auto a emissioni basse e nulle - in basso la percentuale delle vendite delle auto che hanno diritto al credito



Fonte: ICCT¹³⁵

I piani industriali e gli investimenti delle case automobilistiche per i prossimi decenni da una parte confermano la maturità della motorizzazione elettrica, dall'altra rafforzano la certezza della transizione verso l'elettrico degli autoveicoli (Figura I.81-83).

Figura I.80 Annunci delle principali case costruttrici sul mercato delle autovetture elettriche



Fonte: ITF¹³⁶

¹³⁵ https://theicct.org/sites/default/files/publications/eu-co2-pvs-performance-2020-aug21_0.pdf

¹³⁶ <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/cleaner-vehicles-technology-transition.pdf>

Figura I.81 annunci dei costruttori – in alto relativi a vendite e nuovi modelli di VCL, in basso di vendite attuali e future dei veicoli commerciali e degli autobus a zero emissioni (a batteria e a fuel cells)

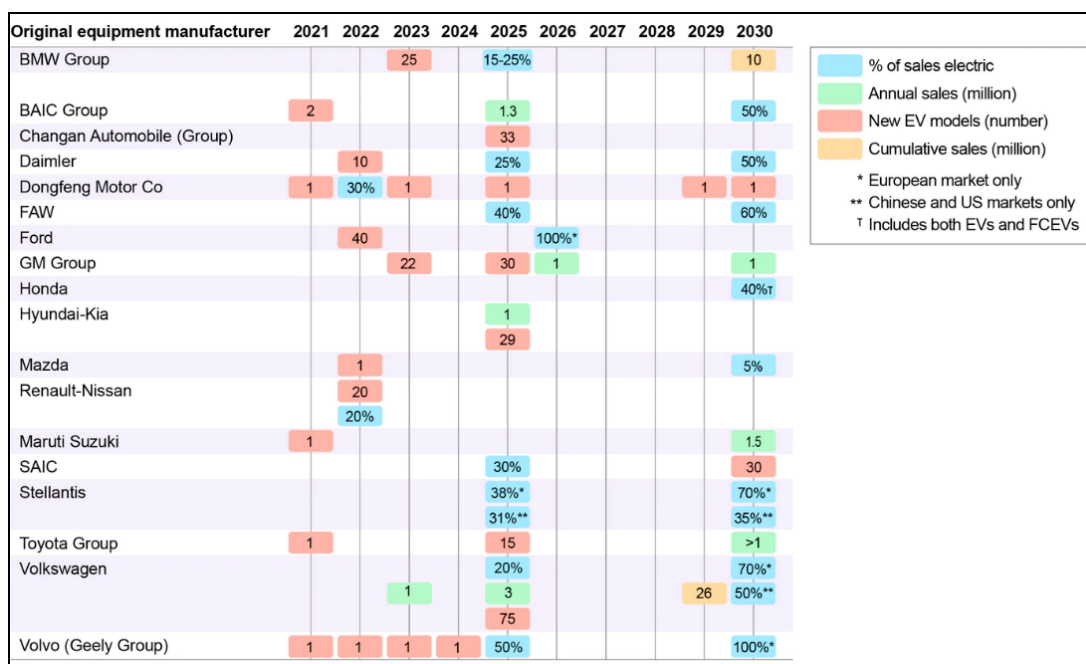
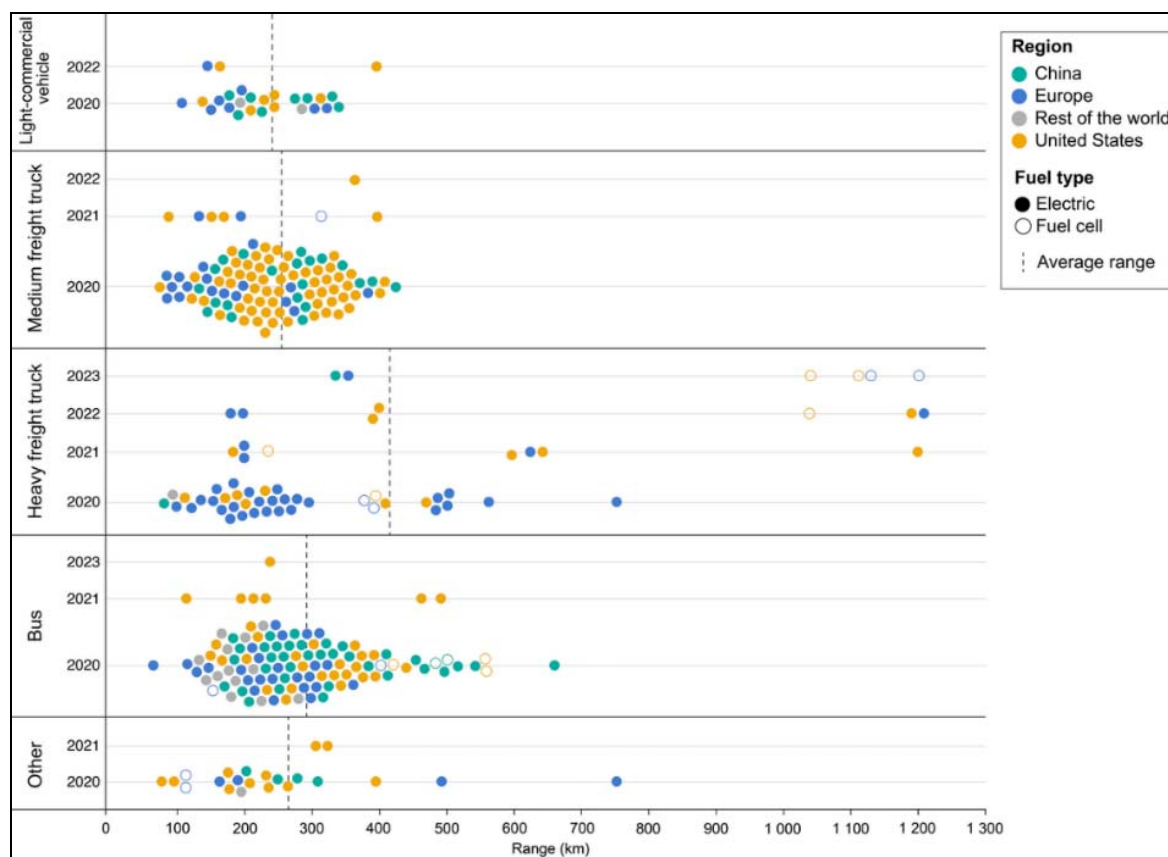


Figura I.82 Obiettivi attuali e preannunciati sulla riduzione delle emissioni per il trasporto pesante per tipologia e anno, negli anni 2020-2023



Fonte: IEA¹³⁷

Sui miglioramenti tecnologici e sulle prospettive economiche dei veicoli elettrici nei prossimi anni, ci sono diversi studi che ne prevedono sviluppi in tempi diversi, in relazione ai costi e alla maggiore capacità energetica delle batterie, ma in generale tutti i diversi scenari vedono il raggiungimento della parità di costo delle autovetture elettriche a batteria con quelle con motore a combustione interna tra il 2025 e il 2030.

A titolo di esempio si possono citare lo studio commissionato a *Bloomberg New Energy Finance (BNEF) da Transport & Environment - “Hitting the EV Inflection Point”* e il Libro Bianco pubblicato da ICCT *“Pathways to Decarbonization: the European passenger car market in the years 2021–2035”* pubblicato a maggio 2021.

Questo quadro di politiche e di maturità tecnologica ha portato ad una svolta nella diffusione dei veicoli elettrici negli ultimi 2 anni. In particolare, nel 2020 c'è stata un'accelerazione nelle vendite, grazie alle scelte della Commissione Europea che hanno permesso forti investimenti degli Stati Membri per il sostegno ai consumi, durante e dopo il lockdown per contenere la pandemia mondiale del virus Sars-Covid.

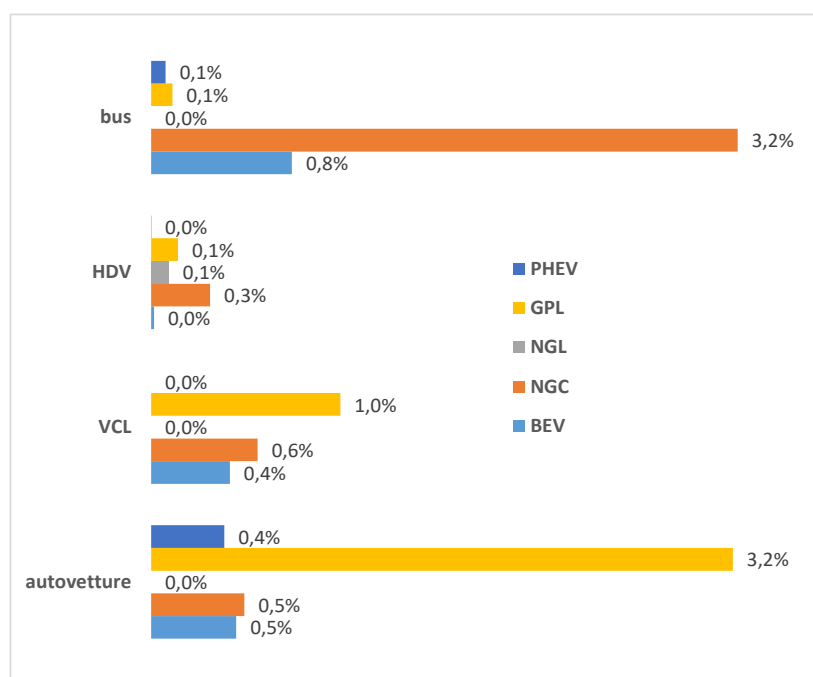
Per quanto riguarda le autovetture private, le immatricolazioni in Europa di auto elettriche e ibride plug-in hanno superato il milione unità, quasi 8 volte le immatricolazioni del 2015, arrivando così alla quota dell'11% del mercato complessivo europeo (equamente ripartiti tra elettriche pure e plug-in). In Italia le vendite di autovetture elettriche e plug-in sono rimaste residuali - sotto lo 0,01%- fino al 2012, dopo di che sono cominciate a salire in modo costante e percentualmente in modo significativo, anche se su numeri molto

¹³⁷ <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021/trends-and-developments-in-electric-vehicle-markets%E2%80%8B>

bassi. Il 2020 ha segnato un punto di svolta, anche grazie ad incentivi consistenti e ad una maggiore offerta di modelli, con uno share superiore al 2,6% delle vendite, anche se ancora lontano dallo share europeo.

Per gli altri veicoli, la quota delle motorizzazioni elettriche è ancora marginale, anche se nel mercato europeo hanno cominciato ad avere un peso non trascurabile negli ultimi anni sia per i VCL che per i bus urbani (vedi Figura 1.84). La maggiore diffusione registrata è dovuta per i VCL primariamente per i regolamenti comunitari, mentre per i bus alle politiche adottate dalle città per il trasporto pubblico locale, sostenute e finanziate dai governi nazionali. Nel 2020 le immatricolazioni dei VCL a batteria in Europa hanno raggiunto lo share del 2%. In Italia non superano lo 0,8%: i mezzi alimentati a gas sono la scelta privilegiata dagli italiani in alternativa al diesel per questo tipo di veicoli, e rappresentano una quota del venduto dal 2015 in poi tra il 4,5% e il 6%. I bus elettrici venduti in Europa negli ultimi tre anni sono cresciuti rapidamente conquistando il 6% delle immatricolazioni totali nel 2020, mentre in Italia sono rappresentati ancora lo 0,8% dello share del nuovo, a favore della motorizzazione a gas naturale che detiene più del 5,7% delle vendite,

Figura 1.83 Quota in Europa dei veicoli ad alimentazione alternativa per tipologia di veicoli – anno 2020



Fonte: elaborazione ENEA su dati ACEA e EAFO

La diffusione sul territorio nazionale dei veicoli elettrici è molto varia: il Trentino-Alto Adige e la Lombardia sono le regioni che registrano il maggior numero di auto elettriche circolanti, seguite dal Lazio che, però, ne ha circa la metà. È comunque un buon risultato, alla luce soprattutto del trend della crescita delle immatricolazioni delle vetture elettriche rispetto alle altre motorizzazioni negli ultimi 3 anni, superando il 2.5% dello share del nuovo nel 2020 (Tabella 1.104).

Tabella 1.101 – Immatricolazioni di autovetture nel Lazio, anni 2005-2020

Anno	Auto immatricolate	Di cui elettriche	% elettriche
2005	342.150		
2010	304.595		
2015	195.926		

2018	220.678	1.183	0,5%
2019	212.389	2.023	0,95%
2020	156.238	4.043	2,59%

Fonte: ACI

A partire dal 2000, il parco veicoli circolante (Tabella I.105) in regione è passato da poco più di 4 milioni a oltre 4,9 (0,86 autovetture per abitante), con un trend di crescita in linea con quello osservato a livello nazionale. Le autovetture costituiscono circa i tre quarti del parco, con oltre 3,8 milioni di unità.

Tabella I.102– Parco veicoli circolante per tipologia, Lazio e Italia, anni 2005-2020

		2000	2005	2010	2015	2020
Lazio	Totale	4.033.276	4.558.633	4.998.814	4.845.855	4.956.798
	Autovetture	3.333.515	3.570.238	3.832.999	3.702.312	3.819.488
	Autobus	10.118	10.370	11.066	11.578	12.122
	Autocarri	272.547	373.252	422.761	398.366	385.514
	Motocicli	318.929	513.470	677.284	678.103	678.778
Italia	Totale	40.743.777	45.185.101	48.662.401	49.488.493	52.750.339
	Autovetture	32.583.815	34.667.485	36.751.311	37.351.233	39.717.874
	Autobus	87.956	94.437	99.895	97.991	99.883
	Autocarri	3.377.573	4.179.659	4.640.382	4.638.852	4.986.455
	Motocicli	3.375.782	4.938.359	6.305.032	6.543.612	7.003.618

Fonte: ACI

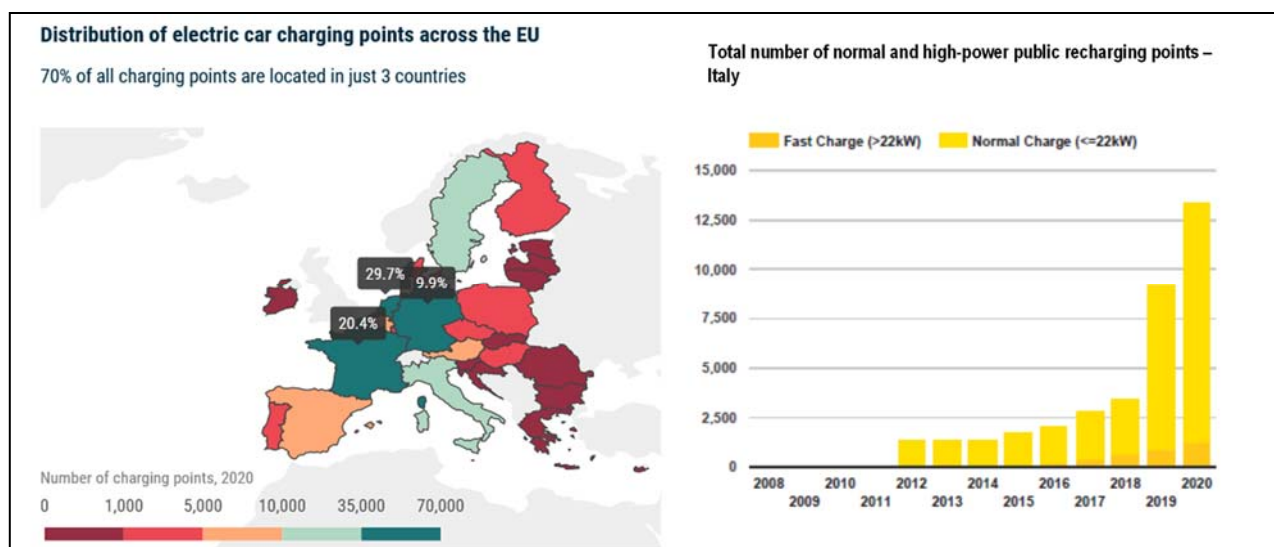
Dal punto di vista delle infrastrutture di ricarica, c'è un forte sbilanciamento verso gli Stati Membri del Nord Europa: il 70% delle stazioni si trovano in tre Paesi. L'Italia sta recuperando terreno, e si posiziona come quinto paese per numero di stazioni, anche se in prevalenza a bassa (cfr. figura I.85).

Il problema in Italia è la distribuzione sul territorio: quasi il 60% delle infrastrutture sono nel Nord Italia. La Lombardia è la regione più virtuosa: da sola, possiede il 18% di tutte le installazioni. Il Lazio segue, insieme a Piemonte e Emilia-Romagna, con il 10%¹³⁸.

Il PRMTL prevede interventi specifici per aumentare la copertura delle infrastrutture di ricarica sul territorio regionale.

¹³⁸<https://www.motus-e.org/analisi-di-mercato/giugno-2021-giro-di-boa-primi-bilanci-per-immatricolazioni-e-infrastrutture>

Figura I.84 A sinistra la distribuzione delle stazioni di ricarica in Europa (settembre 2021), a destra l'andamento delle stazioni di ricarica in Italia, distinte in stazioni a bassa e alta potenza



Fonte: ACEA¹³⁹ e EAFO¹⁴⁰

1.6.5.4 Potenziale tecnico-economico di risparmio nel settore trasporti

Per il risparmio tendenziale si prende in considerazione sia il risparmio derivante dall'ammodernamento dell'attuale parco dei mezzi di trasporto, sia quello conseguito grazie alla piena attuazione dei Piani (PRMTL, PGTU e PUMS) descritti nelle sezioni precedenti, che si ricorda come questi piani abbiano tuttavia un orizzonte temporale più breve rispetto al 2050.

Sulla base di tale ipotesi, il risparmio **tendenziale** (denominato “Risparmio REF”), conseguibile è dell'ordine di circa **900 ktep/anno al 2050** (430 ktep/anno al 2030).

La valutazione del risparmio **potenziale** complessivo, che nel settore dei trasporti coincide con lo scenario **Green Deal**, deriva, oltre che dalla piena attuazione dei suddetti Piani, anche dall'attuazione delle politiche europee di decarbonizzazione al 2050 con lo *step* intermedio del *Fit-to-55* al 2030. Queste misure implicano prima di tutto la transizione energetica verso l'utilizzo dell'energia elettrica, principalmente dei trasporti su gomma: si prevede una penetrazione dei veicoli elettrici ed a idrogeno nel parco circolante al 2050 rispettivamente pari al 74% e al 13% del circolante al 2050. Ma il *Green Deal* comporta anche un cambiamento radicale nella mobilità dei passeggeri, in parte previsto anche dal PRMTL, con una forte riduzione dell'uso dell'auto privata – si stima una contrazione del parco autoveicoli intorno al 40% rispetto al parco 2020 – legata non solo allo *shift* verso altre modalità (trasporti collettivi, servizi nuovi di mobilità come car/scooter/bike sharing, mobilità dolce e attiva), ma anche a politiche di controllo della domanda di mobilità e alla digitalizzazione delle attività e dei servizi (smart working, e-commerce).

Altre due azioni da introdurre nell'ottica dei trasporti sostenibili nella cornice del *Green Deal* sono il riequilibrio delle modalità del trasporto merci dalla strada alla ferrovia, e la sostituzione di carburanti derivati dal petrolio con carburanti sostenibili, di origine biologica (come i SAF per l'aviazione) o di sintesi con l'utilizzo di energia rinnovabile (*synthetic fuels* – compreso l'idrogeno).

¹³⁹ <https://www.acea.auto/figure/interactive-map-correlation-between-electric-car-sales-and-charging-point-availability-2021-update/>

¹⁴⁰ <https://www.eafo.eu/alternative-fuels/electricity/charging-infra-stats>

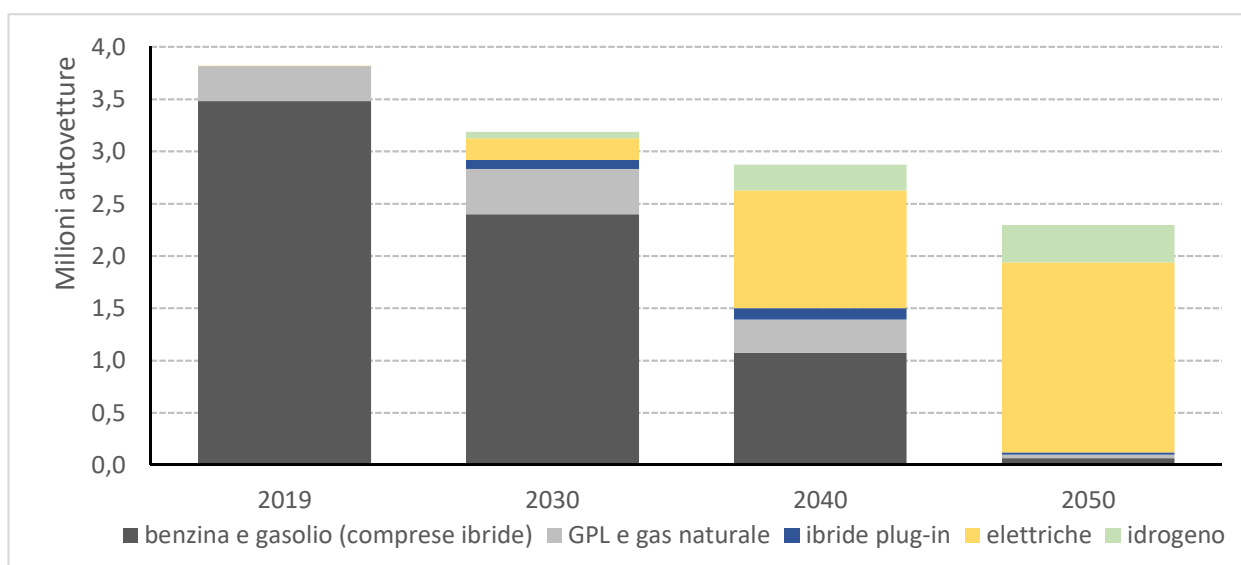
In via preliminare si stima un risparmio totale intorno ai **2.600 ktep/anno** al 2050 (**1.300 ktep/anno** al 2030).

Guardando nel dettaglio alla mobilità privata, relativamente alle autovetture (77% del parco veicoli, 64% dei consumi regionali del settore dei trasporti)¹⁴¹, si stima che il potenziale tecnologico di risparmio energetico sia pari a circa **840 ktep nel 2030** e a poco più di **1.700 ktep nel 2050** per effetto dell'elettrificazione del parco, della riduzione delle percorrenze e dell'efficientamento dei veicoli (anche attraverso l'ibridizzazione delle vetture convenzionali fino al 2035).

L'elettrificazione del parco con una penetrazione al 2030 del 6% di vetture a batteria e del 2% a idrogeno *fuel cell*, e al 2050 rispettivamente del 79% e del 16%, può produrre una riduzione dei consumi stimabile di poco inferiore a 100 ktep nel 2030 e 500 ktep nel 2050.

La contrazione del parco autovetture del Lazio (-17% al 2030, -40% al 2050 – Figura 1.86) può, invece, permettere un risparmio nei consumi energetici di circa 210 ktep al 2030 e quasi 1.100 ktep al 2050. Al miglioramento dell'efficienza delle vetture è imputabile il resto dei risparmi di questa categoria veicolare, pari a circa 520 ktep al 2030 e 160 ktep al 2050.

Figura 1.85.– Scenario Green Deal: composizione del parco autovetture per alimentazione



Fonte: Elaborazione ENEA

Si ribadisce che il settore della mobilità privata è quello in cui le tecnologie di decarbonizzazione sono mature, come descritto nel paragrafo precedente, attraverso l'elettrificazione delle flotte, e il problema è prettamente economico e politico, per incentivare l'acquisto di auto elettriche e disincentivare quello di vetture convenzionali. È importante, inoltre, aumentare la produzione da fonti rinnovabili dell'elettricità e in prospettiva dei combustibili sintetici, idrogeno in primis.

È necessario portare avanti, in linea con gli obiettivi dello stesso PRMTL, **politiche di controllo della domanda di mobilità per la riduzione del parco veicolare e dell'utilizzo dell'auto privata** in

¹⁴¹ Elaborazioni ENEA su fonte ACI

favore di modalità più sostenibili ambientalmente. Per ottenere questo è necessario rafforzare e migliorare l'offerta di trasporto pubblico, sia locale che ferroviario regionale, e contemporaneamente attivare misure di disincentivazione al possesso ed uso di auto vecchie ed inquinanti. È opportuno anche promuovere la pianificazione urbana di prossimità, a partire da una conoscenza più capillare del territorio e valorizzando la figura del Mobility Manager, anche e soprattutto scolastico.

Il trasporto pesante su gomma, quello marittimo e l'aviazione sono invece settori cosiddetti "hard-to-abate" perché non sono ancora mature molte delle tecnologie necessarie per la decarbonizzazione.

Per il trasporto merci, la vetustà del parco veicoli italiani è prima di tutto un problema di sicurezza stradale, per cui **la messa al bando dei veicoli più vecchi dovrebbe essere un'esigenza prioritaria dei decisori pubblici**. Le tecnologie di veicoli elettrici e ad idrogeno sono in rapido miglioramento con catene di produzione su larga scala in costruzione nei prossimi 2-3 anni, ma rimane il problema delle infrastrutture di ricarica elettrica ad alta potenza e di idrogeno almeno lungo i corridoi TEN-T. Si ricorda che la decarbonizzazione di questo trasporto non è solo una questione di tecnologia, ma anche in questo caso devono essere attuate politiche di disincentivazione al trasporto merci su gomma di lunga distanza verso altri modi più ecologici, e di miglioramento della gestione dei carichi, grazie anche alla transizione digitale, da sollecitare, ad esempio rendendolo essenziale per l'accesso agli incentivi per il rinnovo della flotta.

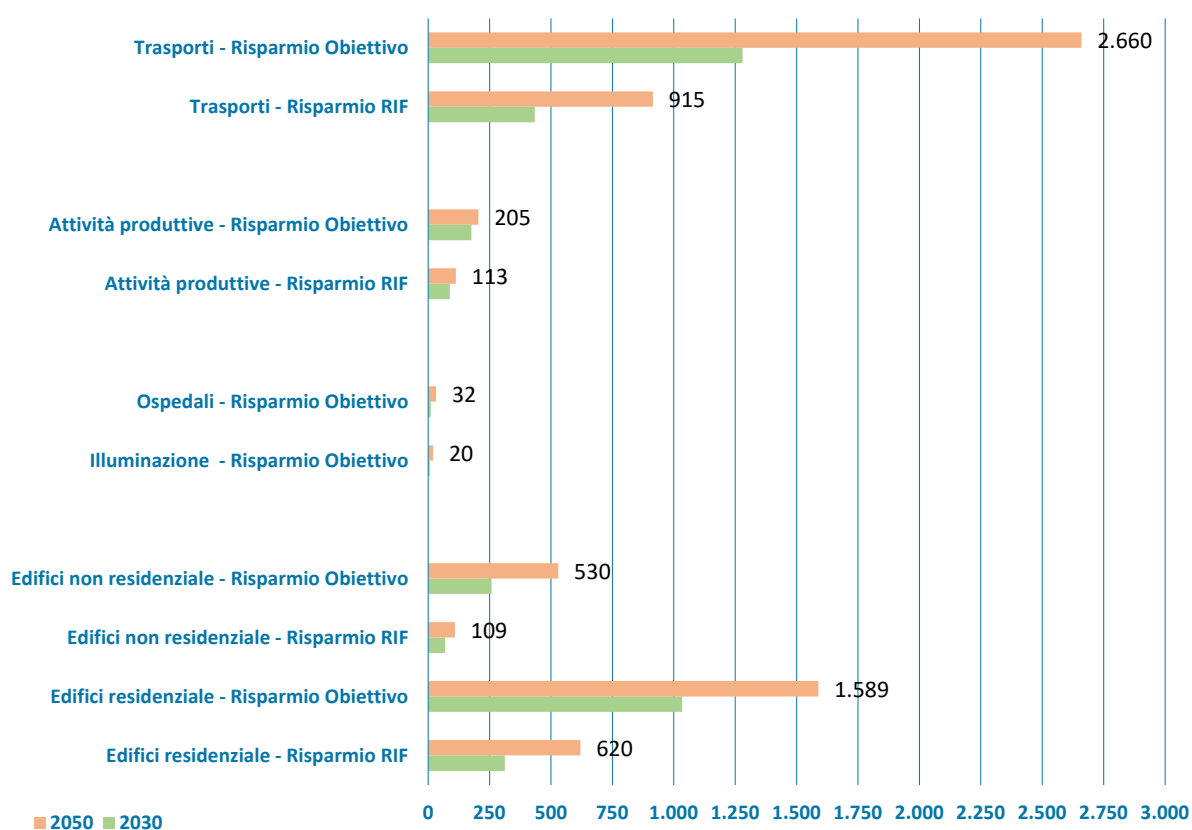
Per i settori dell'aviazione e del trasporto marittimo, oltre a ricerca, sviluppo e produzione su larga scala dei combustibili alternativi, c'è ancora molto da fare sul versante dell'efficienza energetica di aerei e navi, per cui la loro decarbonizzazione è più difficile e più lontana nel tempo.

1.6.6 Sintesi dei potenziali tecnico-economici da efficienza energetica

La figura seguente riporta per ciascun settore, al 2030 e 2050, sia i potenziali tecnico economici¹⁴² di risparmi **tendenziali** (denominati “**Risparmio REF**”), in linea con le politiche e gli obiettivi previsti nel PNIEC sia quelli **massimi** (denominati “**Risparmi Green Deal-GD**”) compatibili con i recenti ambiziosi obiettivi previsti in Europa con il *Fit-for-55* e il *Green Deal* (cfr. § 1.2.1) in via di recepimento a livello nazionale (cfr. § 1.2.2).

Si ricorda come la stima del Risparmio REF considera al 2030 la permanenza dei meccanismi di incentivazione attualmente in atto ed illustrati nei paragrafi precedenti o comunque la presenza di meccanismi di incentivazione che sostengano il mercato; dal 2030 in poi, con una presenza parziale di meccanismi di incentivazione la tendenza dei periodi precedenti non è mantenuta fino al 2050.

Figura I.86 – Risparmio energetico (ktep) da misure di efficienza energetica per settore, anni 2019-2050

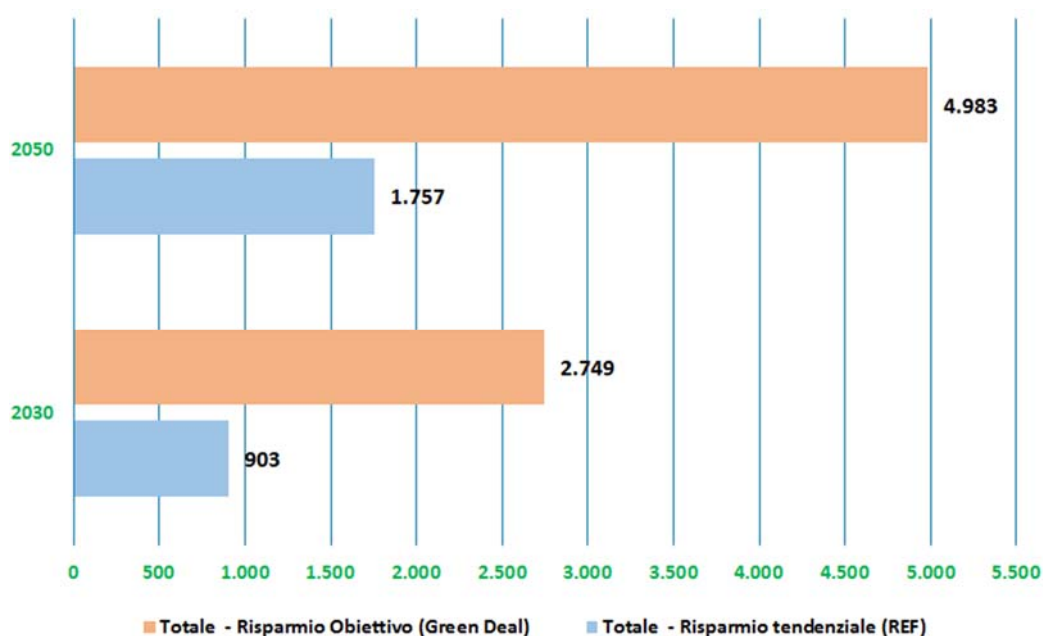


Fonte: ENEA

Come mostrato nella figura I.88, nel complesso il Risparmio REF è di circa **1760** ktep al 2050 (circa 900 ktep al 2030). Nel caso di rafforzamento e ottimizzazione delle misure, il Risparmio Green Deal-GD si aggira intorno ai **5000 ktep al 2050** (circa 2700ktep al 2030).

¹⁴² sostenibili da un punto di vista economico-finanziario e coerenti con un processo di ottimizzazione delle risorse a disposizione

Figura I.87 Risparmio energetico complessivo (ktep) da misure di efficienza energetica, anni 2017-2050



Fonte: ENEA

In sintesi, grazie all’attuazione di misure specifiche indirizzate all’efficienza energetica, coerenti con il Piano per la Transizione Ecologica, l’incremento di risparmio netto conseguibile (differenza tra il “Risparmio REF” che si otterrebbe con le attuali misure e il “Risparmio GD” derivante invece dal rafforzamento delle stesse), è pari a circa 3200 ktep al 2050 (circa 1900 ktep al 2030).

Nella successiva Parte II, la possibilità di sfruttamento del potenziale tecnico economico GD verrà preso in considerazione nell’elaborazione dello Scenario energetico “Obiettivo” per il Lazio (cfr. § 2.2).