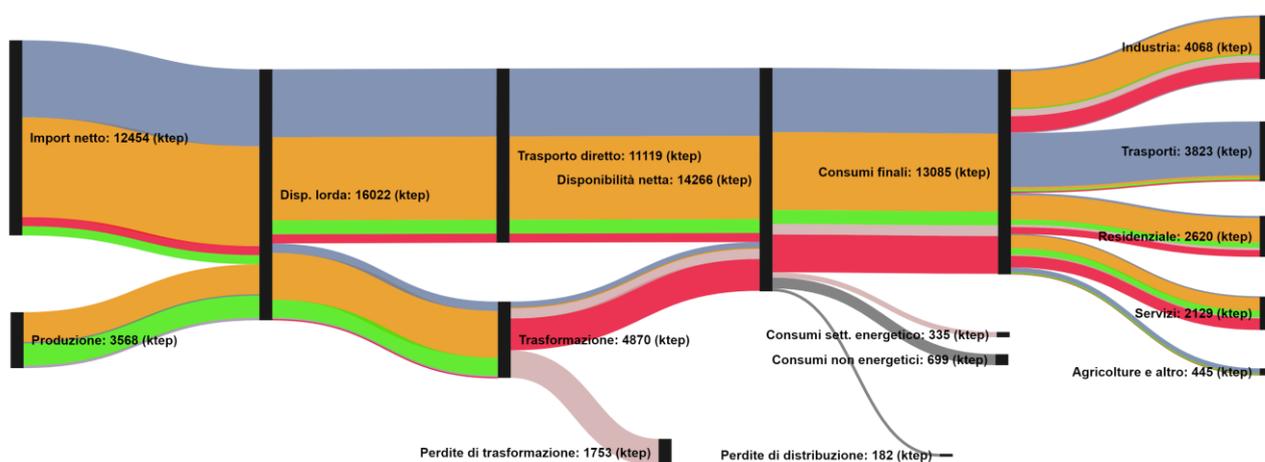


Rapporto energia dell'Emilia-Romagna



LEGENDA DEI COLORI:

- 🌿 FONTI RINNOVABILI
- ⚡ ENERGIA ELETTRICA
- 🔥 GAS NATURALE
- 🏠 CALORE
- 🛢️ PRODOTTI PETROLIFERI
- 🗑️ RIFIUTI NON RINNOVABILI

7/2/2020

Il presente rapporto è stato redatto da Arpae Emilia-Romagna con il contributo di:

Arter (Enrico Cancila, Davide Scapinelli) e Università di Bologna (Ezio Mesini, Paolo Macini)

Sommario

Sistemi energetici dell'Emilia-Romagna	3
1.1 Bilanci energetici	3
1.2 Impianti ed infrastrutture di produzione, trasporto, stoccaggio d'energia	4
1.2.1 Uso idrico per la produzione d'energia in Emilia-Romagna	22
1.2.2 Potenzialità di sfruttamento energetico sostenibile delle biomasse forestali in Emilia-Romagna	30
1.2.3 La produzione di idrocarburi nella Regione Emilia-Romagna	33
1.2.4 La geotermia in Emilia-Romagna	41
1.3 Elettrodotti.	42
1.4 Consumi di energia	48
2 Politiche in materia di energia-ambiente	59
1.1 Politiche regionali e locali	60
3 Riferimenti bibliografici e sitografici principali	74
4 Glossario dei principali termini tecnici utilizzati	75

Sistemi energetici dell'Emilia-Romagna

1.1 Bilanci energetici

Quadro generale sui bilanci energetici

I bilanci energetici sono alla base della gestione dei sistemi energetici. Un bilancio energetico può essere rappresentato in forma tabellare e, nel suo complesso, esprime tutte le forme di energia trasformate e consumate da un sistema in un determinato arco temporale (un anno). Ogni bilancio energetico si dovrebbe “chiudere” dal punto di vista fisico: la domanda totale d’energia dovrebbe uguagliare l’offerta totale. Questi strumenti contabili mostrano soprattutto le relazioni tra il prelievo di fonti primarie, gli ingressi o le uscite ai processi di trasformazione energetici ed il consumo finale dei diversi settori socio-economici; quindi sono strumenti conoscitivi che possono servire a:

- fornire informazioni su offerta-domanda energetica, gradi di dipendenza e criticità;
- migliorare le statistiche, garantendo la comparabilità degli indicatori tra periodi e località;
- fornire la base essenziale per controllare l’efficienza, il risparmio e le energie rinnovabili.

Nel 2017 il consumo finale è stato superiore ai 13 milioni di tep, soddisfatto con un consumo interno lordo di quasi 16 milioni di tep. Il consumo di fonti di energia in Emilia-Romagna è ripartito tra l’industria (30%), i trasporti (29% dei consumi finali totali), il settore residenziale (20%) e poi i restanti settori (agricoltura, servizi, ecc.). La disponibilità di fonti energetiche deriva in buona parte dalle importazioni. Le fonti principali dei consumi sono state il gas naturale (8,3 milioni di tep, quasi il 52% del consumo interno lordo) ed i prodotti petroliferi (4,9 milioni di tep, il 31% del totale); le fonti rinnovabili hanno contribuito per circa il 13% dei consumi, mentre il carbone ormai rappresenta una percentuale irrilevante. In riferimento al rapporto tra produzione e richiesta di energia elettrica, dopo il referendum che nel 1986 decretò la chiusura dell’impianto nucleare di Caorso in provincia di Piacenza, in Emilia-Romagna si instaurò un periodo di deficit di produzione rispetto alla richiesta elettrica complessiva; questo deficit elettrico è diventato strutturale e si è protratto sino ad oggi. Le importazioni di elettricità hanno avuto dei punti minimi dal 2005 al 2011 sia per il completamento della riconversione a gas dei grandi impianti regionali ad olio combustibile sia per lo sviluppo della produzione energetica da fonti rinnovabile, sia per il contenimento dei consumi a causa della crisi economica.

Tabella. Bilancio energetico di sintesi dell'Emilia-Romagna nel 2017. Le colonne della tabella rappresentano le forme di energia utilizzate; le righe rappresentano le principali trasformazioni energetiche (in ktep; elaborazioni ARPAE, 2019).

Bilancio energetico dell'Emilia-Romagna, 2017 (unità in ktep)	Totale per tutte le fonti	Carbone e derivati	Prodotti petroliferi	Gas	Rinnovabili (totale)	Rifiuti (non rinnov.)	Calore derivato	Elettricità
Consumo interno lordo	16.022		4.940	8.306	2.033	161		583
Ingresso di trasformazione	4.868		602	2.992	1.146	127		3
Uscita di trasformazione	3.113		391	1	3		687	2.031
Consumo del settore energetico	333		26	234			7	66
Perdite di distribuzione	182			45			7	131
Disponibile per il consumo finale	13.784		4.736	5.036	890	35	673	2.414
Consumo finale non energetico	699		638	61				
Consumo finale di energia	13.085		4.098	4.975	890	35	673	2.414
+ Industria	3.961		129	2.388	6	35	354	1.049
+ Trasporti	3.824		3.453	163	113			94
+ Altri settori	5.154		516	2.443	771			1.271
+ Commercio e servizi pubblici	2.119		33	868	430			751
+ Residenziale	2.589		140	1.555	341			442
+ Agricoltura e foreste	399		303	20	0			75
+ Pesca	23		18		0			4
+ Altri settori non specificati	24		22					

4

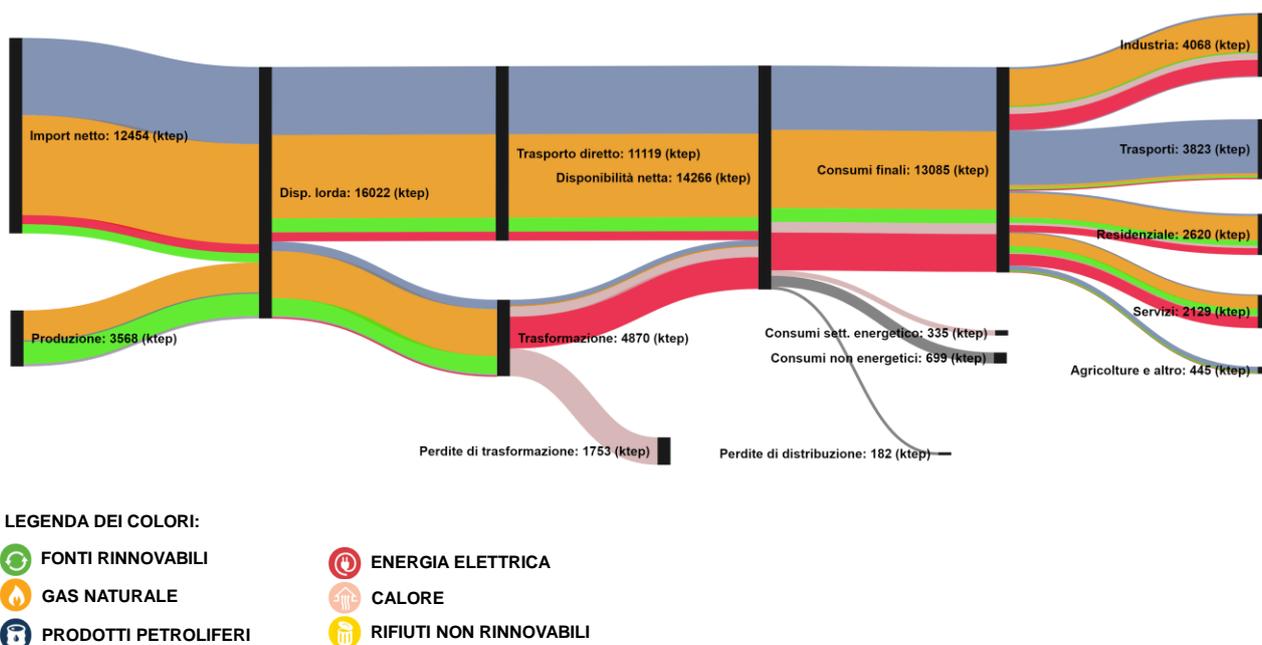


Figura. Rappresentazione diagrammatica del bilancio energetico dell'Emilia-Romagna nel 2017 (digramma di Sankey; elaborazioni ARPAE, 2019).

1.2 Impianti ed infrastrutture di produzione, trasporto, stoccaggio d'energia

Quadro generale su impianti ed infrastrutture energetiche

I combustibili fossili, petrolio, carbone e gas naturale sono ancora oggi la principale fonte energetica in tutte le regioni d'Europa, soprattutto in virtù di alcune loro importanti caratteristiche: relativa economicità, elevato rapporto tra energia fornita durante la combustione e volume del combustibile, trasportabilità, relativa facilità di stoccaggio ed utilizzabilità grazie a tecnologie mature da tempo. Storicamente l'Emilia-Romagna ha rivestito un ruolo fondamentale nell'esplorazione e produzione nazionale di idrocarburi; fin dal 1760 l'Enciclopedia di Denis Diderot riportava che nei Ducati di Parma, Modena e Piacenza vi erano zone dove si produceva petrolio in notevole quantità. Nel 1802 l'Emilia fu regione pioniera nell'uso del petrolio, per l'illuminazione stradale di alcuni insediamenti nel parmense. Nel 1891 a Fiorenzuola entrò in attività la prima raffineria italiana di petrolio, in un periodo in cui la richiesta di carburanti andava crescendo, trainata dalla motorizzazione di molti settori. Ancora oggi in Emilia-Romagna i sistemi usati per ottenere energia elettrica sfruttando le fonti fossili sono innanzitutto grandi centrali termoelettriche e turbogas; nella produzione di calore sono rilevanti le centrali di "cogenerazione", che abbinano in una stessa installazione la produzione di energia elettrica e del calore, e gli impianti di teleriscaldamento, che consentono di distribuire il calore in reti più o meno estese.

5

In Emilia-Romagna sta crescendo velocemente il ruolo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), che alimentano diversi impianti distribuiti sul territorio: idroelettrici, solari, eolici, geotermici ed a biomassa. In regione l'uso delle FER già nel 2014 copriva più del 10% dei consumi energetici complessivi (superando così le previsioni stabilite con il DM 15 marzo 2012: 5,1% nel 2014 e 8,9% nel 2020).

Innanzitutto il settore idroelettrico tra le fonti rinnovabili ha una lunga tradizione e può ritenersi maturo da decenni: è stata la modalità di elettrificazione fondamentale per tutta l'Italia dalla fine del XIX secolo fino all'inizio degli anni '60. Un certo numero di impianti di piccola taglia connessi alla "elettificazione storica" sono stati abbandonati nel corso del secondo dopoguerra. Il "balzo" di potenza nominale fra gli anni '60 e '70 del secolo scorso è pressoché interamente riferibile alla realizzazione dell'impianto di Isola Serafini. Nel 1970 vennero censiti in Emilia-Romagna 38 impianti idroelettrici di potenza nominale superiore ai 220 kW (di cui 38.5 MW erano relativi al solo impianto di Isola Serafini sul Fiume Po), con una potenza nominale complessiva per tutta la regione di 114 MW. Fino alla prima metà degli anni '90 le variazioni più consistenti riguardarono sia i nuovi impianti connessi all'Acquedotto della Romagna sia diversi nuovi piccoli impianti mini-idro, autorizzati dal 2005 al 2017, per una potenza nominale complessiva di circa 35 MW. Attualmente gli impianti autorizzati sono raccolti in una base-dati con oltre 300 impianti; le nuove opere più recenti riguardano soprattutto centrali posizionate vicino alle briglie

di derivazione (o presso alcuni canali-condotte idroelettriche preesistenti). Oggi il contributo dell'idroelettrico sulle FER resta significativo anche se l'incidenza percentuale di questa fonte sul totale della produzione elettrica è ridimensionata rispetto al passato. I dati relativi alla potenza installata nella tipologia "idroelettrico" comprendono anche l'impianto di pompaggio Suviana – Brasimone (di potenza pari a 330 MW), utilizzato per l'accumulo di energia e caratterizzato da due distinte fasi giornaliere: durante le ore notturne, quando la richiesta di energia elettrica è minore, l'acqua è pompata nel bacino superiore (consumando energia elettrica) e viene poi fatta rifluire verso il bacino inferiore (producendo energia elettrica) nelle ore del giorno, quando la richiesta elettrica raggiunge il massimo; si rileva che, come previsto dalla Direttiva 2009/28/CE, la frazione di energia elettrica prodotta da questo tipo di centrali, utilizzata per il pompaggio, deve essere esclusa nel calcolo delle fonti rinnovabili (FER). Il settore eolico ha conosciuto negli ultimi 20 anni un notevole sviluppo in Italia. Il potenziale eolico dell'Emilia-Romagna è relativamente basso ed è significativo solo nelle zone montane presso il confine toscano. Per il fotovoltaico in Italia la regione più produttiva è la Puglia, poi seguono la Lombardia e l'Emilia-Romagna, dove produzione nel 2016 ha quasi raggiunto il 10% della produzione complessiva nazionale. I sistemi geotermici sfruttabili dall'uomo possono dividersi in riferimento all'entalpia dei fluidi erogati: alta-entalpia (con temperature superiori ai 150°C), media-entalpia (tra i 90°C e i 150°C) e bassa-entalpia (inferiori ai 90°C). L'Emilia-Romagna è interessata soprattutto dai sistemi a bassa entalpia, meno potenti degli altri, realizzati anche a livello domestico per sfruttare il contenuto termico del primo sottosuolo. L'unica centrale geotermica che sfrutta un sistema a media entalpia in Emilia-Romagna è quella di Ferrara (Casaglia), che estrae acqua calda (100 °C) per alimentare una rete locale di teleriscaldamento. In Regione sono note altre anomalie positive di calore (RER, 2017) nella catena montuosa tra Porretta Terme e Castiglione dei Pepoli, oltre alla porzione di pianura appenninica tra Castel San Pietro Terme e Imola. Queste zone sono già sfruttate con concessioni idrotermali e sono quindi protette dalla legislazione mineraria. Il resto della regione è interessato da sistemi a bassa entalpia, con temperature tra i 4°C e i 30°C presenti a pochi metri di profondità. Le pompe di calore usate negli impianti geotermici a bassa entalpia sono usate sia in edifici tradizionali sia in nuovi edifici innovativi ad "energia quasi zero". Uno dei primi impianti costruiti in Italia con integrazione di una pompa di calore geotermica con dei pannelli solari fotovoltaici e termici è stato realizzato nel 2008 a Porretta Terme, per climatizzare un centro civico di proprietà comunale. Attualmente in Emilia-Romagna sono censiti un centinaio di pozzi geotermici prevalentemente a bassa entalpia, oltre ai 3 pozzi a media entalpia presso Ferrara. A scala regionale in Emilia-Romagna attualmente il contributo del geotermico nella copertura dei consumi termici è ancora molto basso, sebbene le potenzialità siano

significative. Le biomasse sono state per millenni la principale fonte d'energia dell'umanità; ancora oggi soddisfano il 15% circa degli usi energetici primari del mondo ed il 3% nei Paesi industrializzati. In Emilia-Romagna c'è una buona disponibilità soprattutto di biogas, grazie alla presenza determinante di allevamenti ed in misura minore anche di biomassa solida (legna da ardere, pellet). L'impiego di biomassa solida per il riscaldamento domestico con caminetti o stufe è un fenomeno diffuso e consolidato soprattutto in zone collinari-montagnose e boschive della regione perché, nonostante sia caratterizzato da bassa efficienza (energetica ed ambientale, con elevata intensità emissiva), consente gestioni personalizzate degli apparecchi per periodi di tempo segmentati. In Regione poi sono presenti soprattutto piccole proprietà forestali, per cui la necessità di ottenere annualmente un po' di legname comporta la ceduzione per fini energetici (il legname da opera si ottiene invece da fustaie di proprietà estese che possono permettersi tagli annui per lotti scaglionati). In questo quadro le condizioni di mercato determinano che in Emilia-Romagna circa il 70% della produzione forestale è consumata come legna da ardere e per le centrali energetiche a biomassa resta disponibile solo una parte residuale (fonte: Regione Emilia-Romagna, 2017).

7

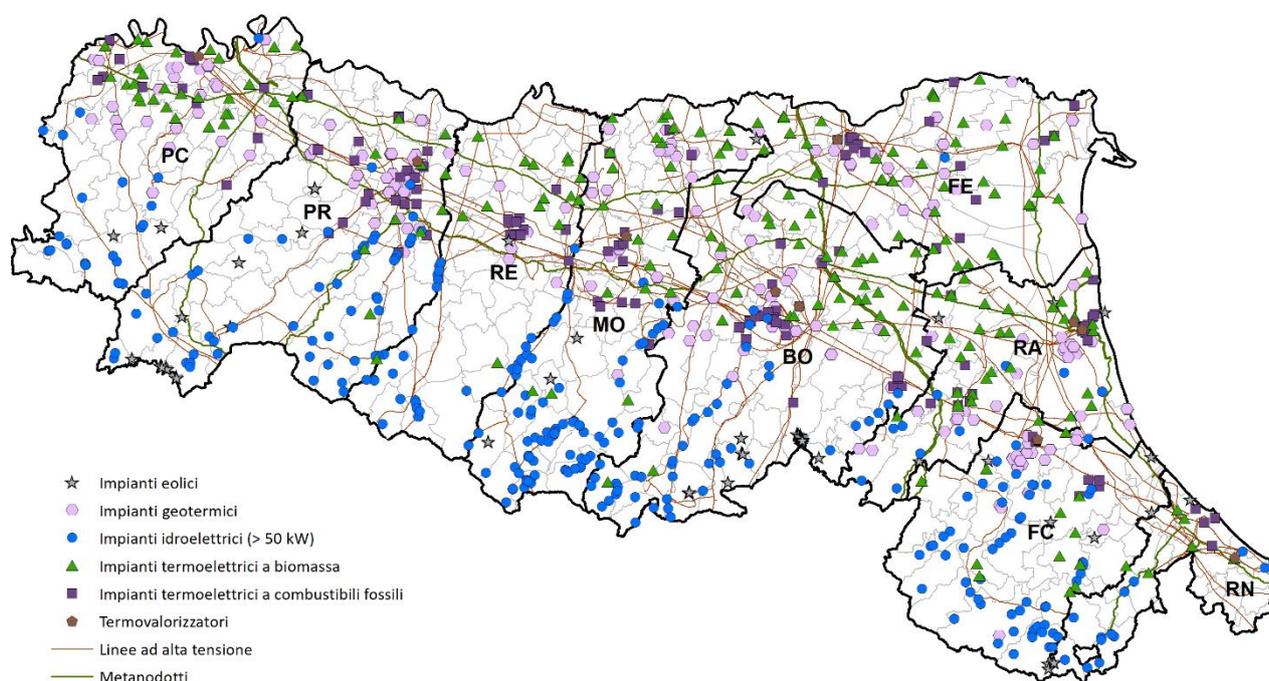


Figura. *Principali* impianti ed infrastrutture energetiche in Emilia-Romagna nel 2018.

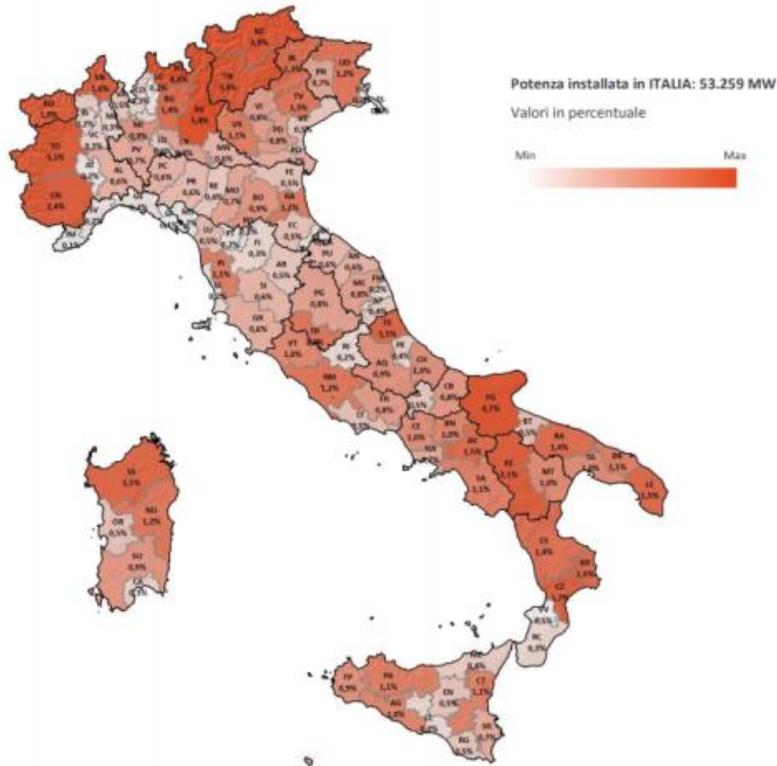


Figura. Distribuzione della potenza di impianti FER nelle provincie nel 2017 (in % sul totale nazionale; GSE, 2017).

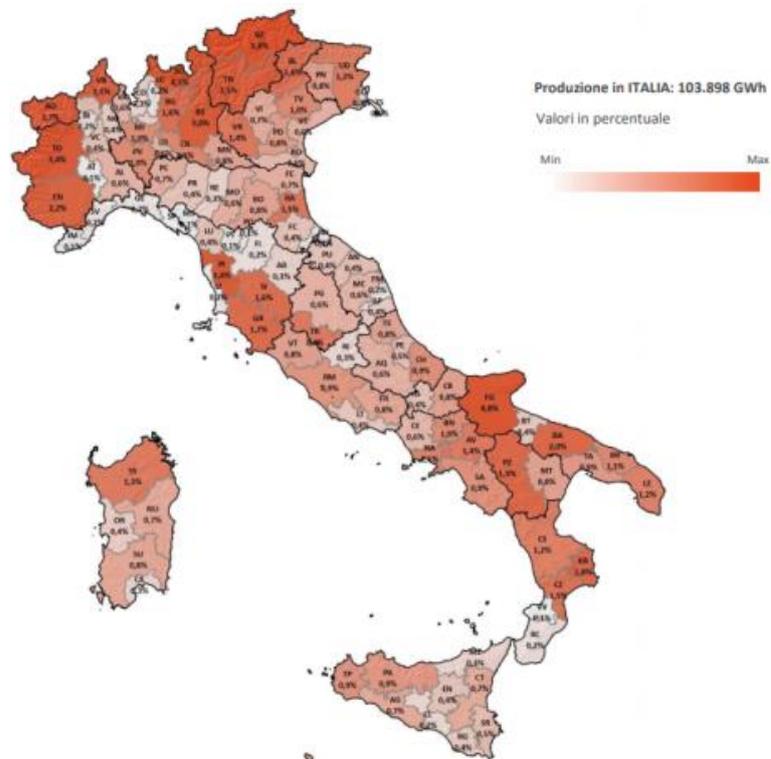


Figura. Distribuzione della produzione di energia idroelettrica nelle provincie nel 2017 (in % sul totale nazionale; GSE, 2017).

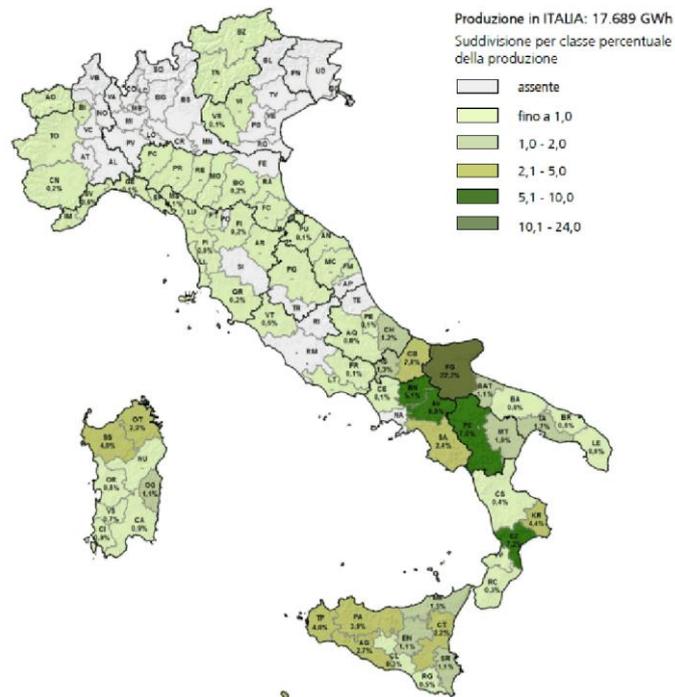


Figura. Produzione di energia eolica nelle provincie nel 2016 (in % sul totale nazionale; GSE, 2017).

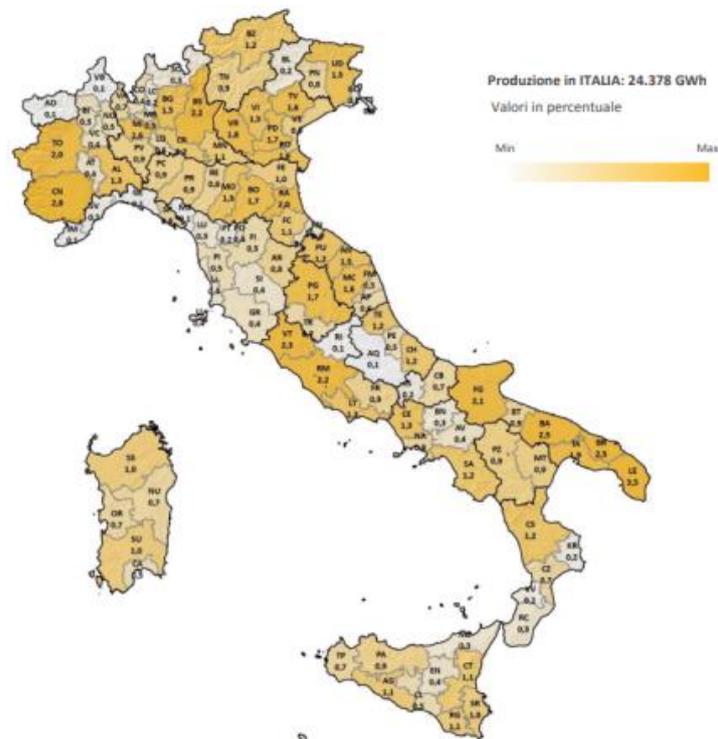


Figura. Produzione fotovoltaica nelle provincie nel 2017 (in % sul totale nazionale; GSE, 2017).

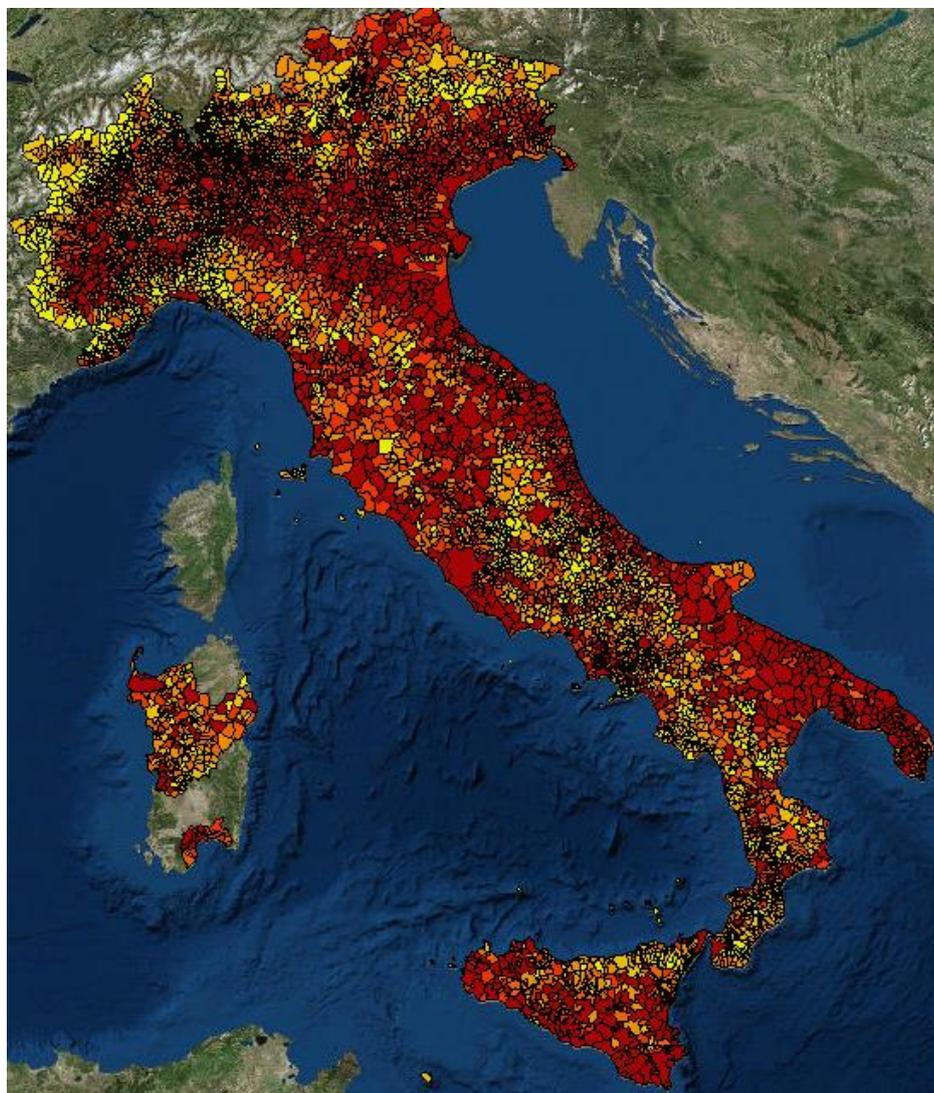


Figura. Produzione di energia fotovoltaica nei comuni nel 2017 (GSE Atlasole, 2018).

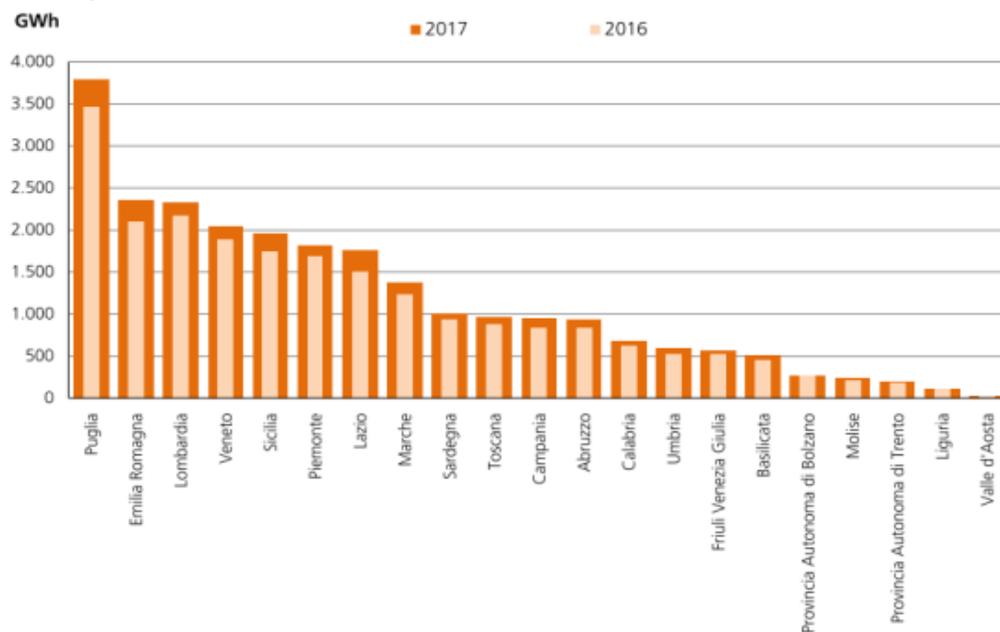


Figura. Confronto della produzione lorda da impianti fotovoltaici nelle Regioni nel 2016 e nel 2017 (GSE, 2018).

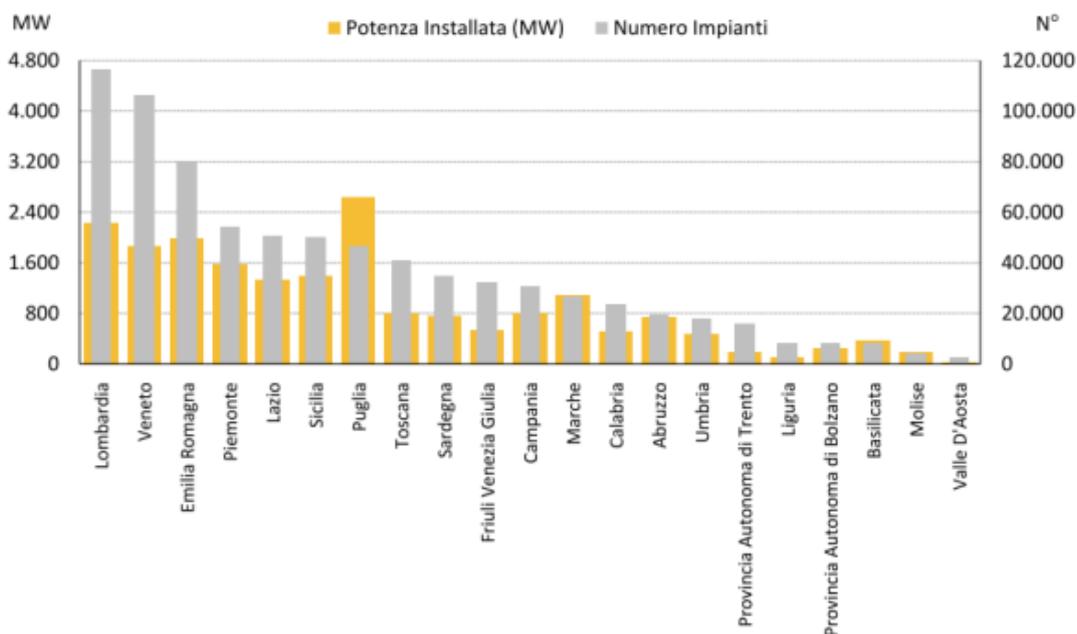


Figura. Confronto della numerosità e potenza degli impianti fotovoltaici nelle Regioni nel 2017 (GSE, 2018).

Energia elettrica prodotta in Emilia-Romagna

La produzione lorda dell'energia elettrica in Emilia-Romagna quantifica l'energia ai morsetti dei generatori elettrici; questi dati quindi sono al lordo dell'energia assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite energetiche nei trasformatori della centrale. Gli indicatori sulla produzione elettrica lorda servono soprattutto per analizzare la capacità produttiva regionale ed ottimizzare politiche del sistema d'offerta di energia elettrica.

12

Nel 2017 la produzione lorda di energia elettrica in Emilia Romagna è risultata pari a 23.622 GWh (+77% rispetto al 2000), con una produzione netta (depurata dell'energia consumata per i servizi ausiliari della produzione) pari a 22.854 GWh (Terna, 2018).

Negli ultimi anni la serie storica della produzione regionale ha subito un'inversione di tendenza dall'anno 2015, tornando a crescere dopo che nel periodo 2008-2014 si era ridotta a seguito della crisi economico-finanziaria;

in particolare nel 2017 l'aumento è stato del 6% rispetto all'anno precedente. Il contributo del settore termoelettrico, nonostante sia tendenzialmente in calo nell'ultimo decennio, resta comunque preponderante rispetto alle altre fonti.

Fino al 2010 la principale fonte rinnovabile è stata l'idroelettrica; dal 2011, la significativa e repentina crescita degli impianti fotovoltaici ha portato ad avere un sorpasso della produzione da questa tipologia di impianti: nel 2017 l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici è risultata più che doppia rispetto a quella prodotta dagli idroelettrici.

Nel 2017 Ravenna, Ferrara e Piacenza sono le province in cui si è registrata la maggiore produzione di energia elettrica.

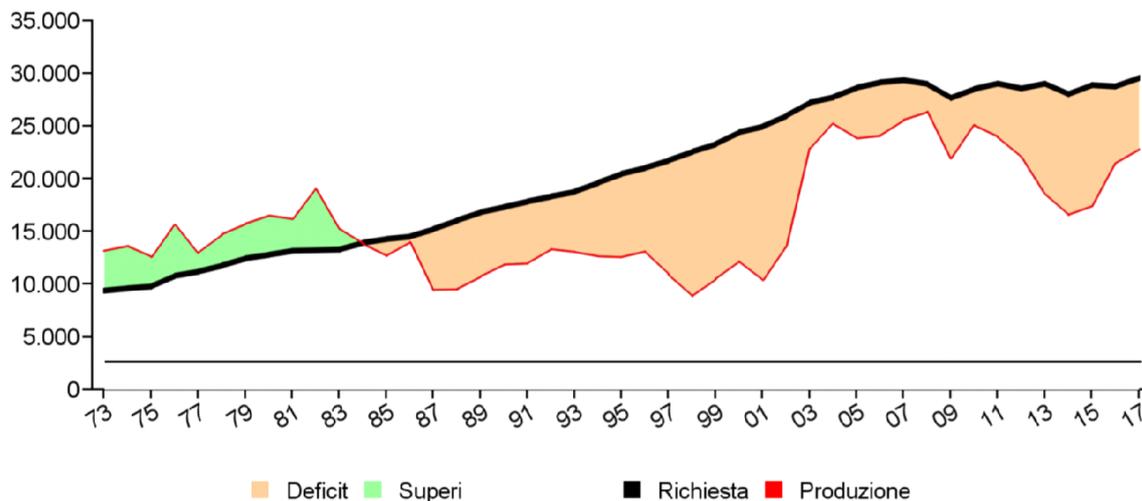


Figura. Produzione e richiesta di energia elettrica in Emilia-Romagna (in GWh; Terna, 2018).

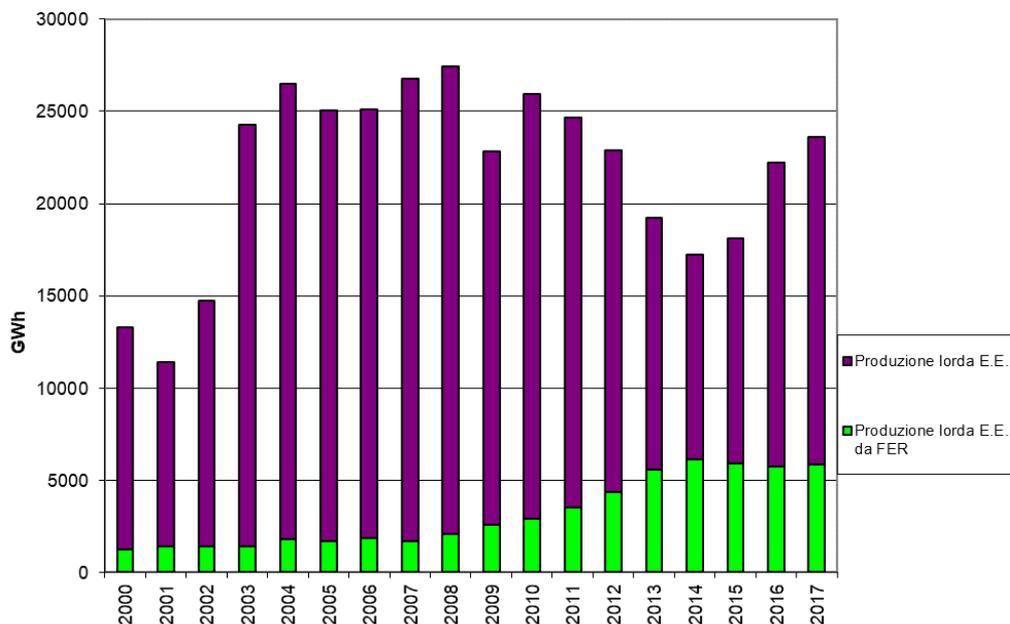


Figura. Produzione annuale lorda di energia elettrica in Emilia-Romagna (elaborazioni Arpae su dati Gse e Terna).

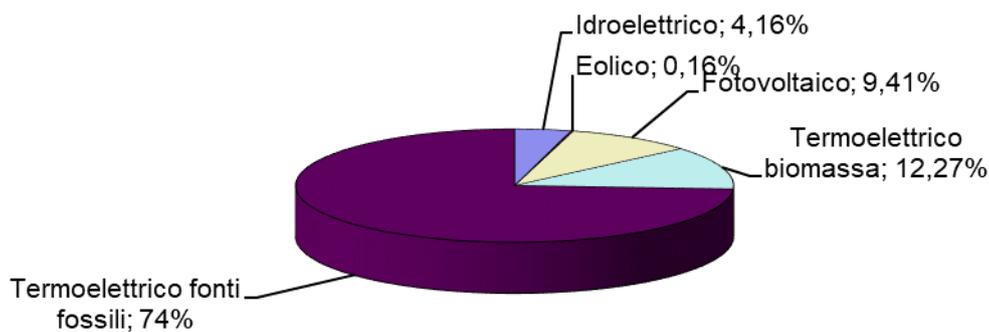


Figura. Ripartizione percentuale della produzione di energia elettrica in Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

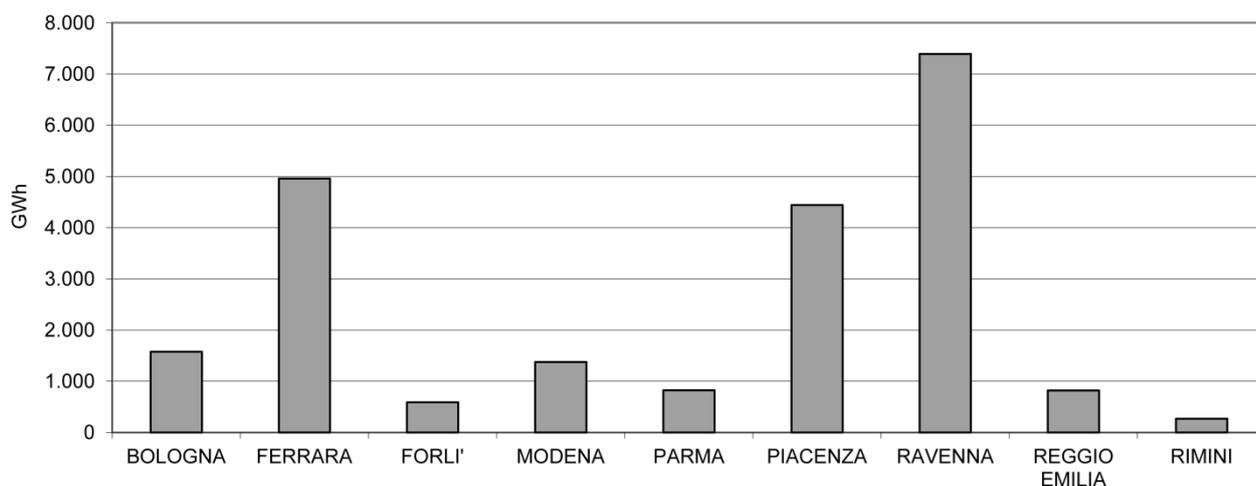


Figura. Produzione lorda di energia elettrica in Emilia-Romagna per provincia nel 2017 (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

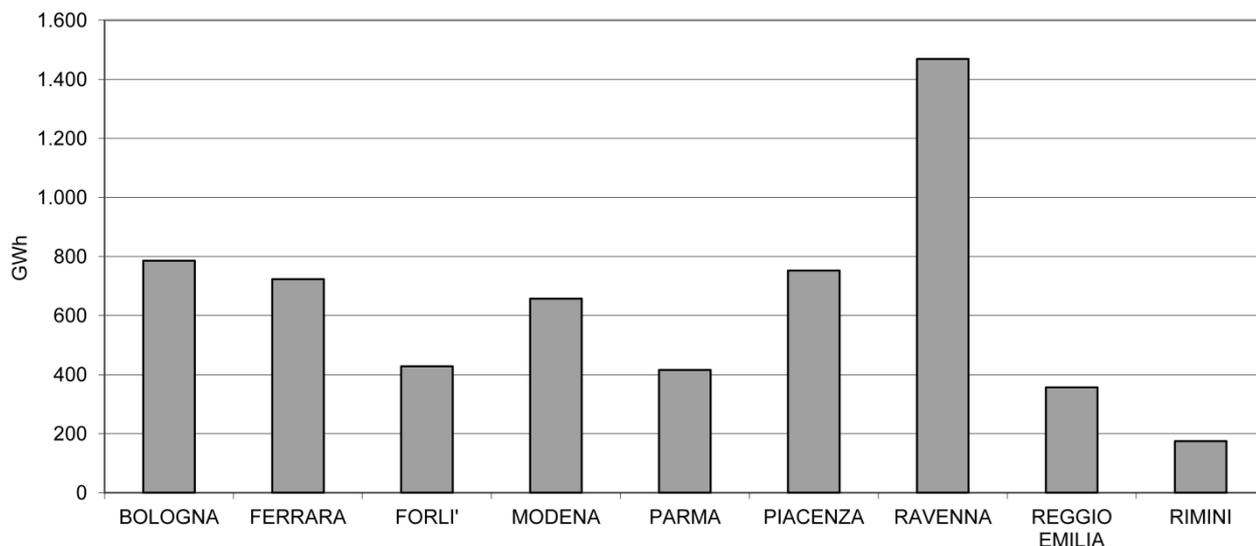


Figura. Produzione annuale lorda di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili in Emilia-Romagna per provincia nel 2017 (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

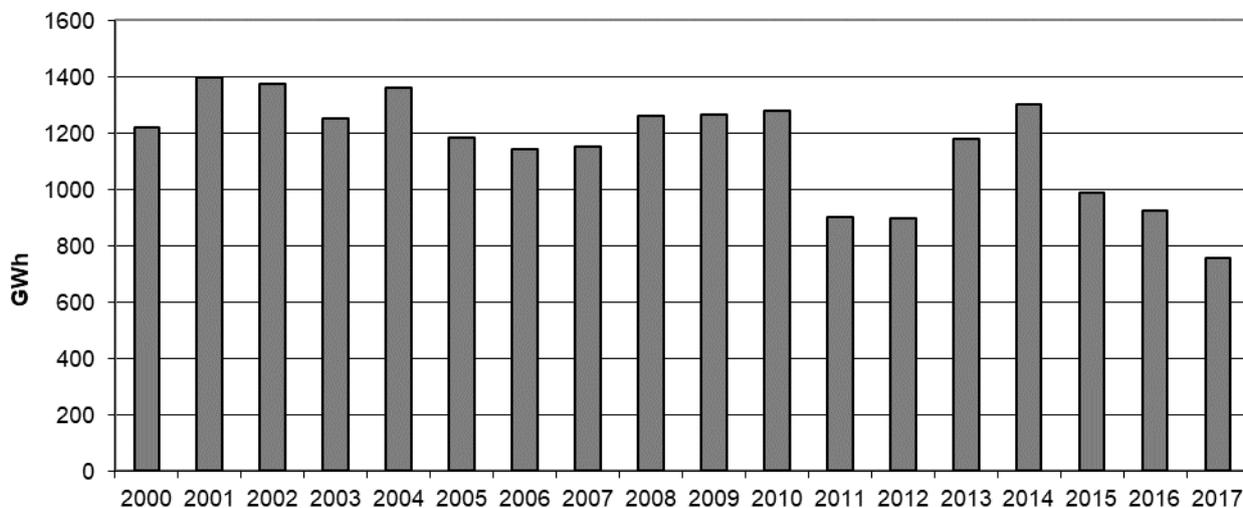


Figura. Produzione annuale lorda di energia da impianti idroelettrici in Emilia-Romagna (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

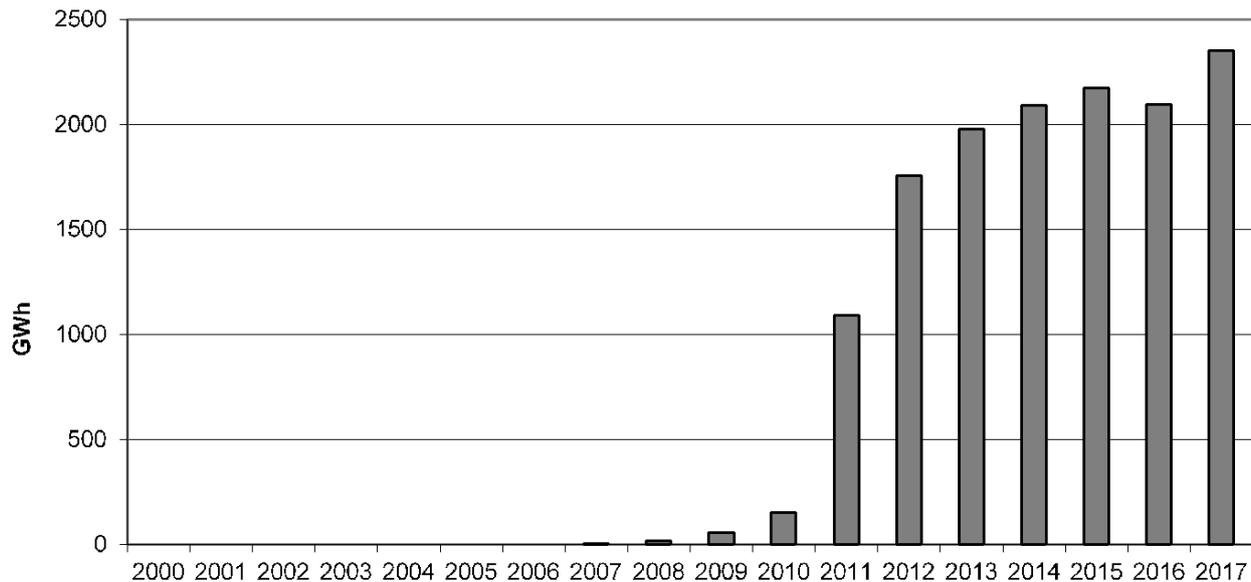


Figura. Produzione annuale lorda di energia elettrica da impianti fotovoltaici in Emilia-Romagna (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

Potenza degli impianti di produzione di energia elettrica

La potenza efficiente lorda degli impianti di produzione di energia elettrica è la massima potenza elettrica erogabile, per una durata di funzionamento superiore a 4 ore e per la produzione esclusiva di potenza attiva nelle condizioni ottimali, misurata ai morsetti dei generatori elettrici degli impianti; questo dato è al lordo quindi della potenza assorbita dai servizi ausiliari degli impianti e delle perdite nei trasformatori delle centrali.

La potenza efficiente lorda degli impianti di produzione di energia elettrica in Emilia Romagna è risultata pari a 9.254 MW nel 2016 e 9151 MW nel 2017 (di cui 3298 MW costituiti da impianti alimentati a fonti rinnovabili, pari al 36% della potenza installata nel 2017). Rispetto all'anno 2016 la potenza totale installata nel 2017 ha subito un lieve flessione, dovuta alla diminuzione nel settore termoelettrico a fonti fossili, solo parzialmente compensata dall'aumento delle fonti rinnovabili. La potenza degli impianti varia significativamente a seconda delle fonti che li alimentano: gli impianti fotovoltaici hanno potenze tipicamente basse (potenza media pari a circa 34 kW), i termoelettrici in genere hanno potenze alte (potenza media oltre i 20 MW) mentre gli impianti alimentati con biomasse si collocano nel mezzo (potenza media circa 2 MW). Le fonti rinnovabili che registrano una crescita maggiore nel 2017 sono

quelle fotovoltaiche ed a biomassa, mentre risultano pressoché invariati i dati di potenza relativi agli impianti idroelettrici ed eolici. Piacenza e Ravenna sono le Province con le maggiori potenze installate in Regione, in quanto il loro territorio è sede di importanti impianti termoelettrici, mentre per quanto riguarda gli impianti a fonti rinnovabili le Province con la più alta potenza installata in termini assoluti sono Ravenna e Bologna.

Tabella. Potenza efficiente lorda degli impianti di produzione di energia elettrica in Emilia-Romagna (in MW; elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

Anno	Idroelettrico	Eolico	Fotovoltaico	Termoelettrico a biomassa	Termoelettrico a fonti fossili	Totale Termoelettrico	TOTALE
2000	608	4	0	95	3783	3878	4490
2001	608	4	0	89	3763	3852	4464
2002	610	4	0	135	4406	4542	5156
2003	617	4	0	165	4466	4631	5251
2004	617	4	0	190	5177	5367	5987
2005	620	4	0	193	5121	5314	5938
2006	620	4	0	202	5594	5795	6419
2007	620	4	7	204	5613	5817	6448
2008	625	4	40	299	6460	6759	7427
2009	627	16	95	371	6312	6683	7421
2010	629	18	364	423	6298	6721	7732
2011	638	18	1267	478	6342	6820	8742
2012	645	19	1610	571	6352	6923	9196
2013	651	19	1814	608	6189	6797	9281
2014	655	19	1859	613	6205	6817	9351
2015	665	25	1898	596	6076	6672	9259
2016	669	25	1936	628	5997	6624	9254
2017	675	25	1983	615	5853	6468	9151
Variaz % 2017/2016	0,9	0,8	2,4	-2,1	-2,4	-2,4	-1,1

Tabella. Potenza efficiente lorda degli impianti di produzione di energia elettrica nelle provincie dell'Emilia-Romagna (in MW nel 2016; elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

Provincia	Potenza lorda installata	% su totale regionale	Potenza lorda da fonti rinnovabili	% su totale regionale	Pot. Efficiente lorda	% rinnovabili sul totale
BOLOGNA	1012,2	11,1	472,4	16,2	539,8	46,7
FERRARA	1140,8	12,5	266,7	9,2	874,1	23,4
FORLÌ	303,3	3,3	275,1	9,5	28,2	90,7
MODENA	502,5	5,5	375,6	12,9	126,9	74,7
PARMA	499	5,5	270,4	9,3	228,6	54,2
PIACENZA	2732	29,9	315	10,8	2417	11,5
RAVENNA	2491,8	27,2	593,4	20,4	1898,4	23,8
REGGIO EMILIA	349,1	3,8	231,6	8,0	117,5	66,3
RIMINI	120,7	1,3	108,2	3,7	12,5	89,6

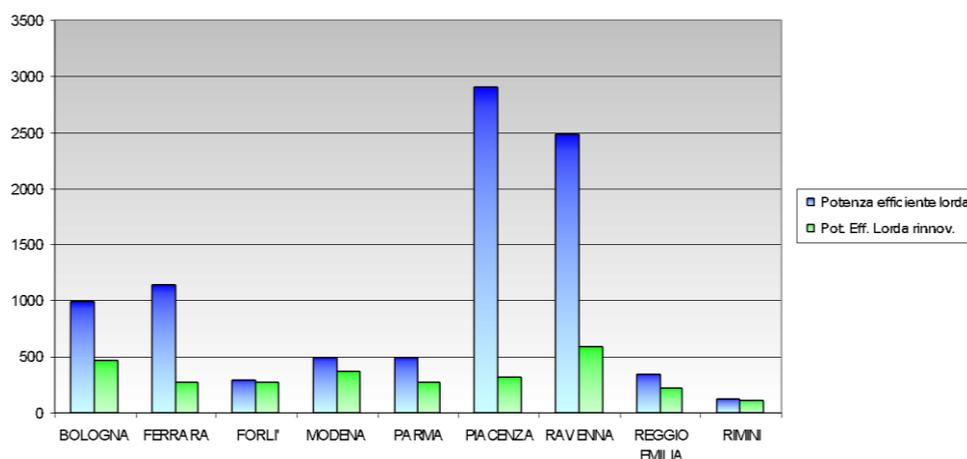


Figura. Distribuzione provinciale della potenza d'impianti di produzione di energia elettrica nel 2017 (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

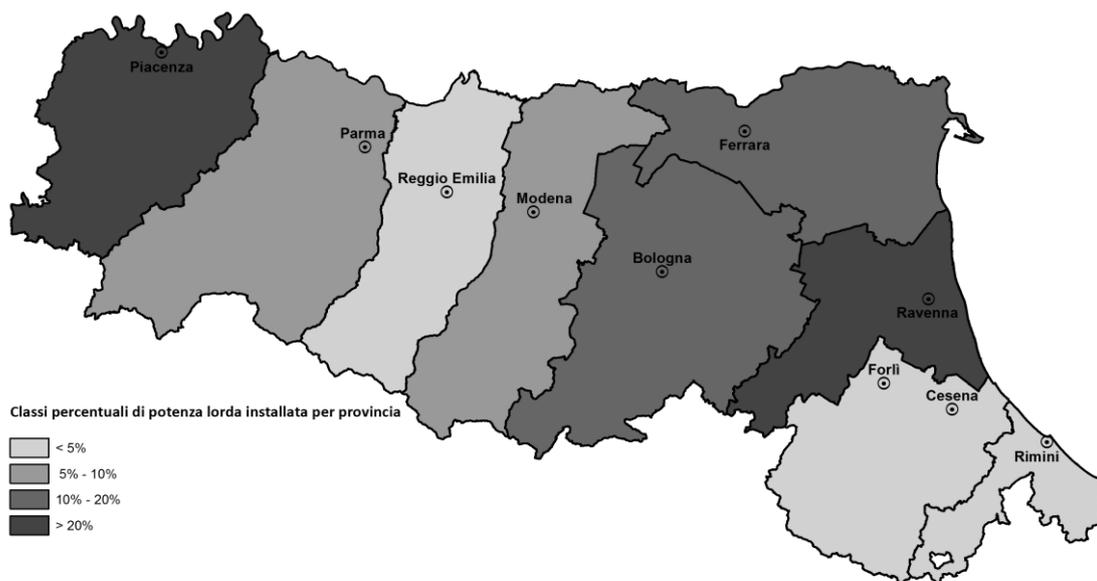


Figura. Classi percentuali di potenza degli impianti di produzione di energia elettrica nelle provincie dell'Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

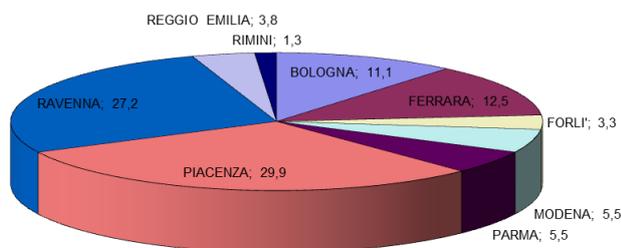


Figura. Potenza efficiente lorda d'impianti di produzione di energia elettrica nelle Provincie dell'Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

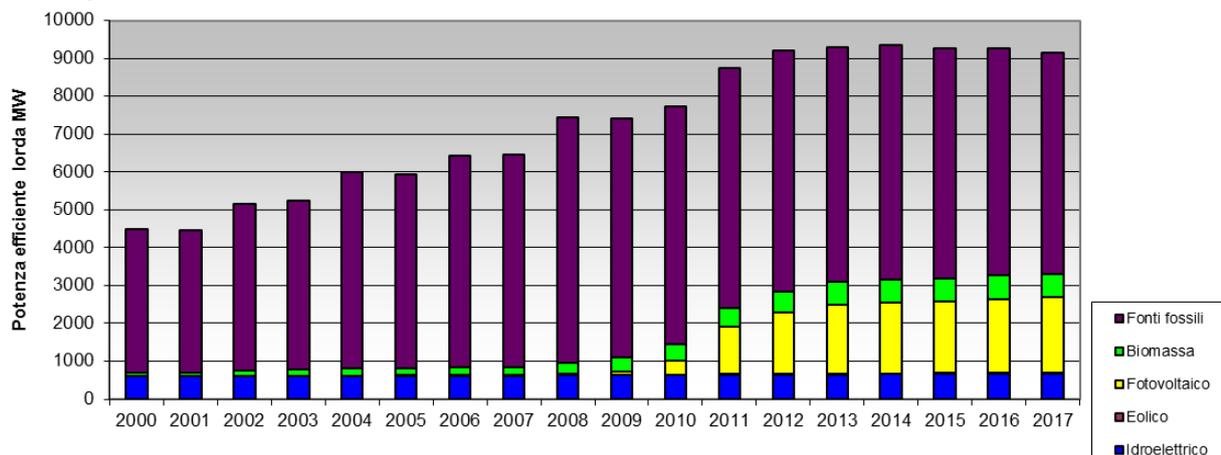


Figura. Ripartizione della potenza degli impianti di produzione di energia elettrica in Emilia-Romagna (in MW; elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

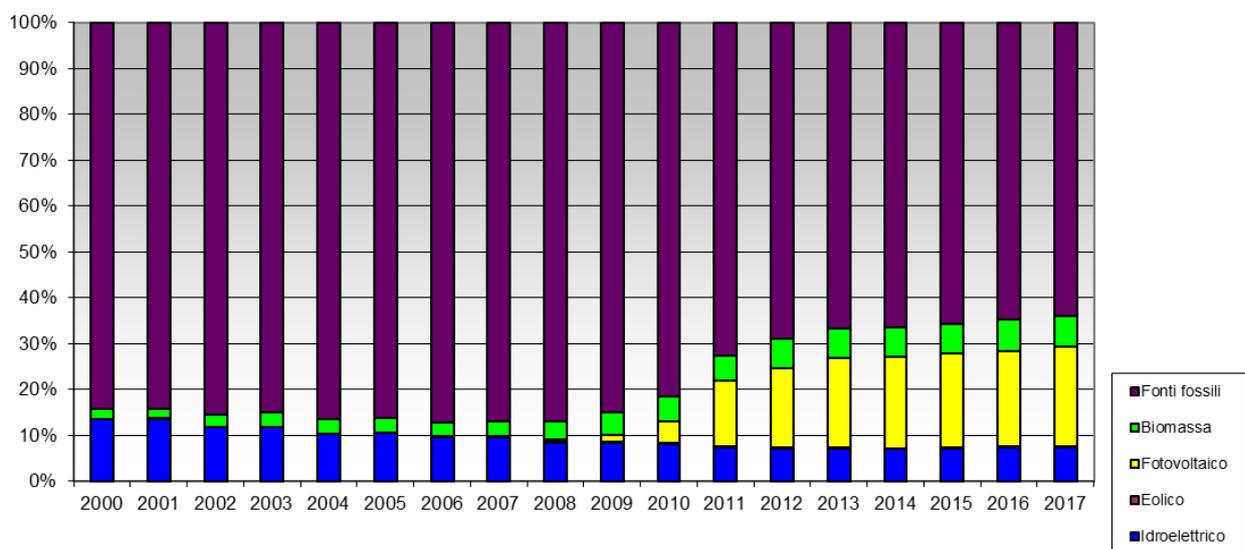


Figura. Ripartizione percentuale per tipo di fonte della potenza degli impianti di produzione di energia elettrica in Emilia-Romagna (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

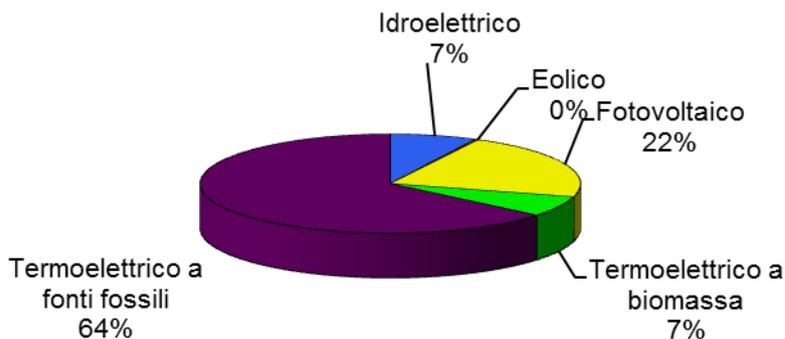


Figura. Ripartizione percentuale per tipo di fonte della potenza degli impianti di produzione di energia elettrica in Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazione ARPAE su dati GSE e TERNA).

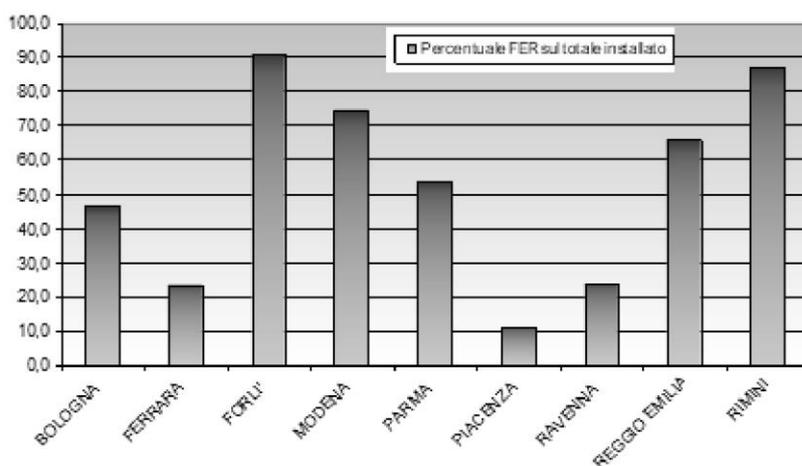


Figura. Distribuzione provinciale della potenza degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili FER in Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazione ARPAE su dati GSE).

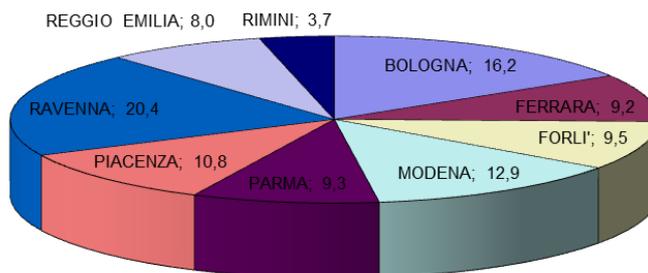


Figura. Distribuzione provinciale della potenza efficiente degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazione ARPAE su dati GSE).

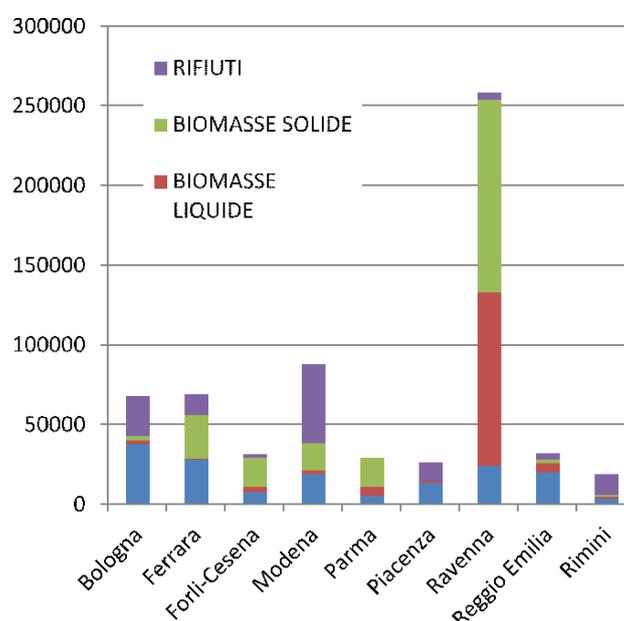


Figura. Potenza nominale degli impianti a biomassa per la produzione di energia elettrica nel 2016 (in MW; elaborazione ARPAE su dati GSE).

1.2.1 Uso idrico per la produzione d'energia in Emilia-Romagna

L'uso idrico per la produzione di energia elettrica in generale riguarda, oltre agli impianti idroelettrici anche alcune centrali termoelettriche; queste centrali possono avere usi "industriali" di raffreddamento a ciclo aperto, in cui i volumi restituiti sono sostanzialmente della stessa entità di quelli prelevati, oppure a ciclo chiuso, dove i volumi prelevati sono restituiti all'ambiente solo in minima parte.

Uso idrico del settore idroelettrico

La ricognizione sugli usi idroelettrici d'acqua è aggiornata al luglio 2019. Lo sviluppo del settore idroelettrico negli ultimi anni è risultato particolarmente consistente, seppur risultando gli impianti autorizzati e realizzati nell'ultimo periodo generalmente di proporzioni medie e piccole. Il GSE pubblica annualmente un Rapporto statistico sugli impianti a fonti rinnovabili, che contiene informazioni, anche a scala regionale, su consistenza-produzione degli impianti idroelettrici (oltre a quelli eolici, fotovoltaici, geotermici, solari energetici e bioenergetici). Altri dati relativi ad Emilia-Romagna ed Italia sono forniti da TERNA.

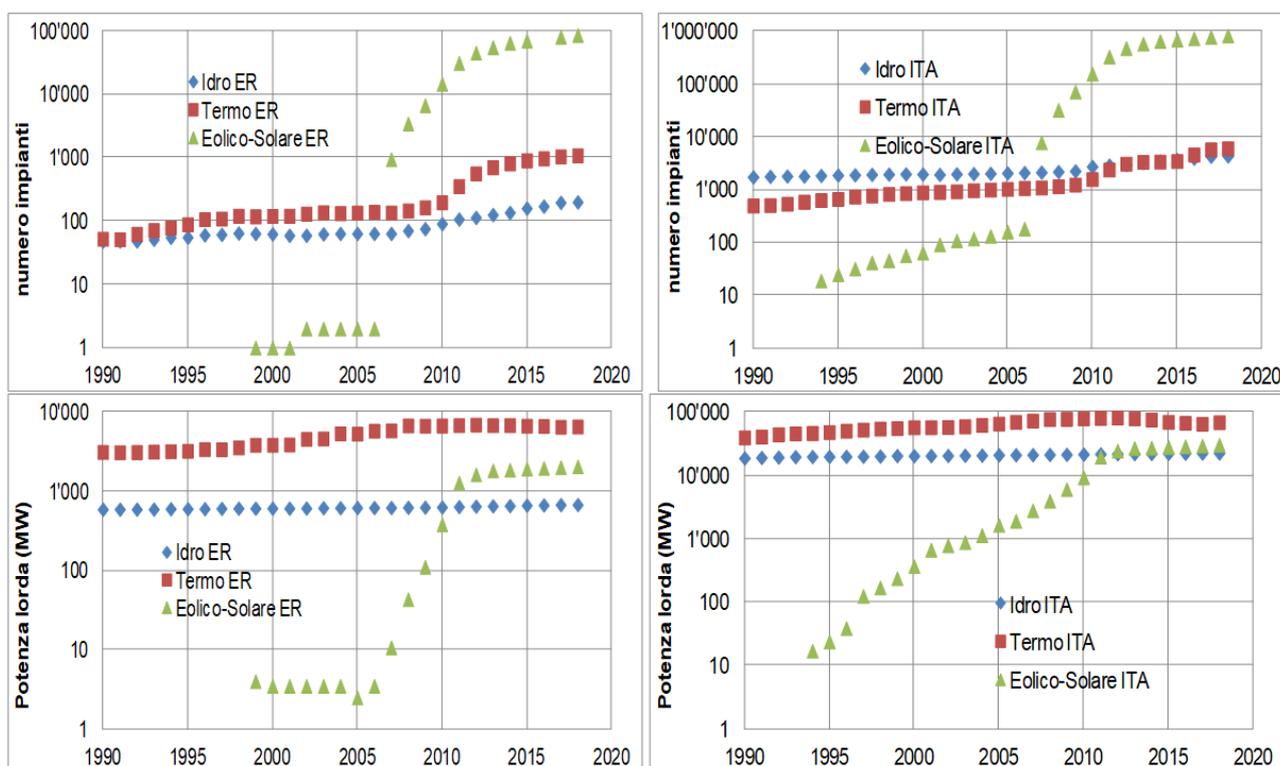


Figura. Confronto dell'evoluzione della consistenza degli impianti termoelettrici, idroelettrici e fotovoltaici-eolici. L'evoluzione numerica in Emilia-Romagna è sostanzialmente allineata a quella italiana; in termini di potenza gli incrementi risultano più contenuti (comunque elevati per gli impianti eolico - fotovoltaici, significativi per quelli termici; per l'idroelettrico invece l'incremento è marginale, sia per l'Emilia-Romagna che per l'Italia).

Per misurare la consistenza degli impianti idroelettrici presenti sul territorio regionale sono disponibili i dati relativi alle concessioni di derivazione e quelli desunti da preesistenti studi effettuati da ARPAE nel passato. In totale sono raccolte informazioni su circa 330 impianti (dei quali attualmente alcuni sono solo allo stato d'istruttoria autorizzativa). I dati raccolti e sistematizzati per ogni impianto riguardano:

24

- codice della concessione presente nel sistema informativo SISTEB;
- titolare della concessione;
- denominazione dell'impianto;
- anno di prima autorizzazione;
- localizzazione geografica e quota delle singole opere di presa e delle centrali di produzione;
- corpi idrici intercettati dalle prese e recettori degli scarichi;
- dati di concessione: potenza, salto e portata nominale e massima;
- producibilità media (indicata da ENEL per i propri impianti, stimata sulla base dei dati di concessione per gli altri impianti);
- DMV previsto nella concessione;
- tipologia di impianto, con riferimento al tipo di impatto sui corsi d'acqua sfruttati.

La qualità dei dati e delle informazioni disponibili è sostanzialmente più che adeguata, ma sono emerse tuttavia criticità: le informazioni relative alle concessioni maggiori o più recenti sono adeguate, mentre più problematico è il reperimento di informazioni sugli impianti di piccole dimensioni autorizzati nel passato; i dati sulla producibilità media sono disponibili per gli impianti ENEL (valutati da ENEL stessa) mentre per i restanti impianti non sono disponibili informazioni sistematiche (tale grandezza è solo stimabile dai dati di concessione); in alcuni casi non si è riusciti a localizzare alcune opere di presa. La ricognizione per ora è riferita solo agli impianti concessi, e non quelli attivi. Normalmente dopo l'autorizzazione di un impianto, questo viene realizzato e diventa attivo in 2-3 anni; è possibile anche che alcuni impianti autorizzati poi non vengano effettivamente realizzati o, anche, che venga revocata la concessione di un impianto attivo.

Tabella. Caratteristiche degli impianti idroelettrici autorizzati nei diversi bacini regionali (escluso l'impianto di pompaggio di Bargi).

Bacino (*)	n° impianti	P nominale (MW)	Producibilità (GWh/anno)	Tipologia			
				Invaso	Puntuale	Lineare	Su canale/condotta
ASTA PO	2	57.8	455	0	1	0	1
Tidone	3	2.1	16	1	0	2	0
Trebbia	10	11.7	90	1	0	6	3
Nure	9	0.3	2.2	0	3	6	0
Arda	1	0.6	4.5	1	0	0	0
Taro	22	6.8	50	1	3	18	0
Parma	30	6.8	51	0	2	13	15
Enza	19	11.8	88	2	3	8	6
Secchia	35	41.4	314	1	12	20	2
Panaro	63	14.2	105	1	20	37	5
Reno	47	15.2	113	3	15	26	3
Lamone	6	0.5	3.7	0	5	1	0
Fiumi Uniti	38	8.4	63	2	7	20	9
Savio	26	5.3	39	1	3	22	0
Marecchia	10	1.8	13	0	2	8	0
Totale aste appenniniche	319	127	952	14	75	187	43
Totale	321	185	1408	14	76	187	44
<i>ExtraRER (valori orientativi)</i>	27	7.4	55				

(*) I termini in tabella indicano: "invaso" comprende sia impianti che sfruttano il solo salto indotto dalla diga stessa (es. Suviana) sia quelli che includono anche un tratto fluviale a valle (es. Santa Maria); in alcuni casi gli invasi sottesi dalle dighe possono essere alimentate anche con diversioni (es. Suviana); non sono inclusi impianti a valle che sfruttano indirettamente gli effetti di regolazione dei deflussi; "puntuale" gli impianti che sfruttano sostanzialmente solo salti locali indotti da un uno o più manu-fatti ravvicinati preesistenti, con un tratto fluviale sotteso fra presa e restituzione di lunghezza non superiore, indicativamente, alla larghezza dell'alveo attivo; "su canale/condotta" riguarda gli impianti localizzati su canali artificiali o condotte acquedottistiche; "lineare" riguarda impianti che sfruttano un salto motore connesso all'altimetria naturale del corso d'acqua, eventualmente con la presenza di manufatti trasversali che incrementano il salto naturale, interessando un tratto fluviale di sviluppo non trascurabile; in alcuni casi si possono evidenziare diversioni di corsi d'acqua.

Si rileva che la distinzione fra impianti "puntuali" e "lineari" ha come principale conseguenza la possibilità di applicare in fase di autorizzazione un DMV diverso (ridotto) da quello "completo" previsto dalla normativa regionale. In effetti la discriminazione fra le due categorie non è codificata, gli impianti vengono definiti lineari o puntuali o puntuali in fase di istruttoria della procedura di autorizzazione,

valutando le specificità tecniche del progetto. Si evidenzia come oltre l'80% degli impianti antecedenti al 2005 è del tipo lineare o invaso; tale percentuale si riduce a meno del 50% per quelli autorizzati successivamente.

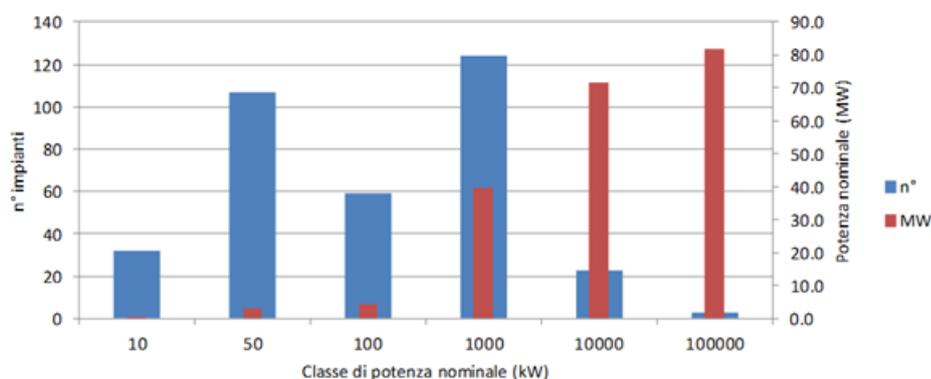


Figura. Numerosità e potenza nominale complessiva degli impianti per classi dimensionali. Si può osservare la numerosità degli impianti di piccola taglia con potenza nominale compresa fra 10 Kw e 50 kW.

Le informazioni disponibili circa l'attuale consistenza del settore idroelettrico hanno permesso di definire una base dati georeferenziata con localizzazione di prese e impianti e relative caratteristiche di concessione. È possibile ricostruire anche l'evoluzione della consistenza degli impianti idroelettrici. Le informazioni disponibili meno recenti riguardo la consistenza del settore idroelettrico sono riferite al 1970 e sono connesse alla pubblicazione del Servizio Idrografico "Grandi utilizzazioni idrauliche per forza motrice" e censiscono gli usi idroelettrici connessi alle "grandi derivazioni" ovvero alle concessioni con potenza nominale superiore a 300 CV (circa 220 kW). Nella pubblicazione erano elencati per il territorio regionale 38 impianti, con una potenza nominale complessiva di 114 MW (di cui 38.5 MW relativi all'impianto di Isola Serafini); di tali impianti attualmente 6 (per una potenza nominale di 2.4 MW) sono abbandonati, mentre per alcuni altri sono state modificate le caratteristiche di concessione. Una ulteriore ricognizione era stata compiuta in relazione allo studio "Valutazione del potenziale idroelettrico della Regione Emilia-Romagna (Idroser, C. Lotti e Associati, 1983); tale ricognizione aveva portato a censire un totale di 35 impianti, con una potenza nominale complessiva di 112 MW (di cui 38.5 MW relativi all'impianto di Isola Serafini). All'epoca era già attivo l'impianto di pompaggio di Bargi, che comunque non contribuisce alla produzione di energia idroelettrica, trattandosi sostanzialmente di pompaggio puro (quindi i relativi dati non sono considerati nelle grandezze riportate). Negli anni successivi, indicativamente fino alla prima metà degli anni '90 del secolo scorso, le maggiori variazioni sono legate alla realizzazione degli impianti connessi all'Acquedotto della Romagna, per complessivi 5.9

MW di potenza nominale; il numero complessivo di impianti attivi risultava dell'ordine dei 35 con una potenza nominale complessiva di 117. Il maggiore sviluppo del settore, in termini di numerosità degli impianti, si è quindi manifestato nel se-colo corrente, allorché l'introduzione dei Certificati Verdi e, successivamente, di altre forme di incentivazione, ha reso economicamente molto interessanti gli investimenti economici connessi alla realizzazione di impianti idroelettrici: nell'arco di 13 anni (2005-2017) sono stati autorizzati quasi 190 impianti, con una potenza nominale complessiva di 36 MW. Dal 2018 il settore idroelettrico sembra mostrare un forte rallentamento nella richiesta di nuove autorizzazioni. Un possibile scenario di evoluzione della consistenza del settore nel prossimo breve periodo può orientativamente indicare una potenza nominale complessiva di circa 195 MW. In relazione alle informazioni disponibili è possibile valutare l'evoluzione della consistenza del comparto idroelettrico regionale nell'ultimo cinquantennio, evidenziandosi a partire dalla fine del secolo scorso un forte incremento del numero di impianti autorizzati con un modesto, ma progressivo incremento della potenza nominale concessa. Gli impianti di più recente realizzazione sfruttano generalmente modesti salti geodetici localizzati, indotti dalla presenza di manufatti trasversali. In sintesi si rileva una significativa diminuzione del numero di impianti proposti recentemente rispetto agli anni passati; è pertanto verosimile che il numero di impianti autorizzati, circa 20 all'anno nel periodo 2010-2017, si riduca sensibilmente nei prossimi anni (prevedibilmente ad un numero non superiore a 5 all'anno).

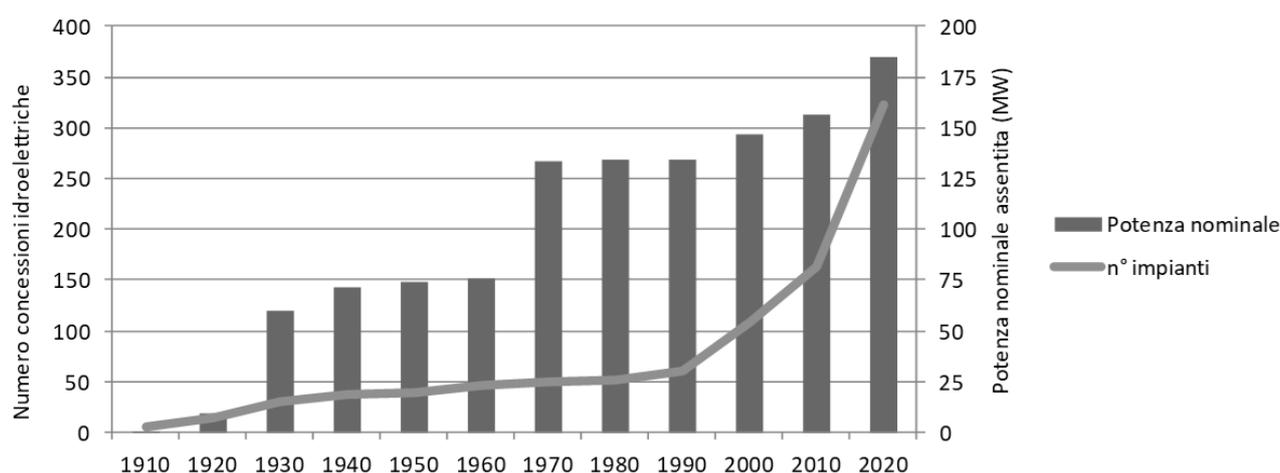


Figura. Evoluzione della consistenza del settore idroelettrico (impianti autorizzati) in Emilia-Romagna. Si osserva la recente impennata del numero di impianti autorizzati, accompagnata però da un incremento della portata nominale molto più modesto.

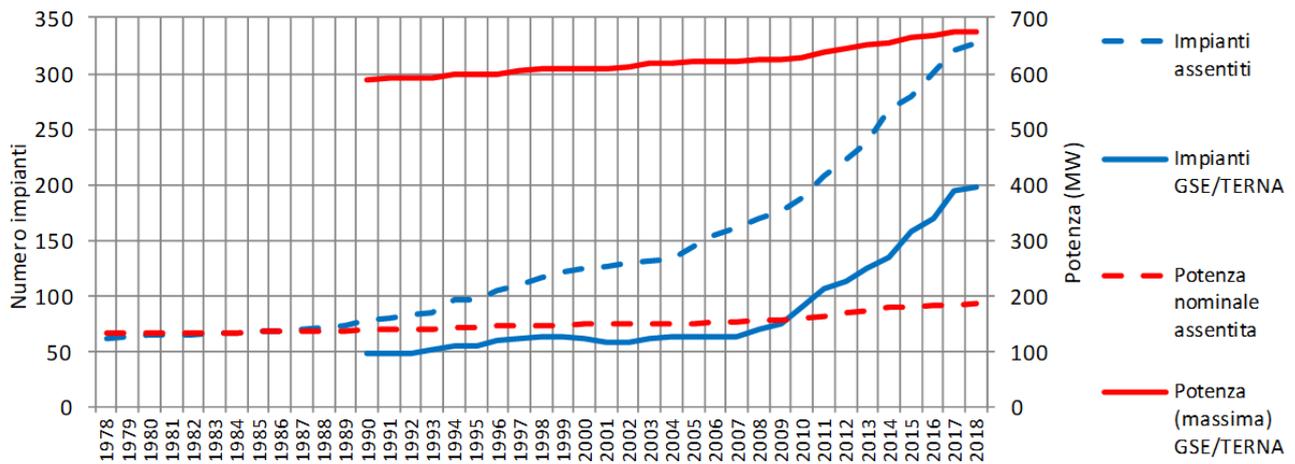


Figura. Confronto fra evoluzione temporale della consistenza del settore idroelettrico (in relazione ai dati di concessione ed ai dati TERNA/GSE). Si segnala che potenza nominale di concessione e potenza massima non sono grandezze equivalenti e quindi non sono direttamente confrontabili; è invece corretto il confronto fra il numero di impianti, che mostra una significativa differenza fra impianti autorizzati e attivi. Una parte di tale differenza è senz'altro spiegabile in termini di "lag temporale" fra le due serie di dati, connesso ai tempi tecnici che intercorrono fra l'autorizzazione e l'effettiva realizzazione e entrata in esercizio; è poi da segnalare che un certo numero di impianti sono regolarmente assentiti (e i titolari pagano i relativi canoni di concessione), ma non sono attivi da lungo tempo. Tuttavia, anche considerando tali circostanze, non è possibile spiegare completamente la forte differenza fra numero di impianti autorizzati e attivi; peraltro, non risultando consultabili i dati nominali TERNA/GSE, non è possibile indagare nel dettaglio le origini di tale discrepanza.

L'uso idrico del settore termoelettrico

Nella produzione di energia gli usi idrici sono classificabili in impieghi connessi al raffreddamento a ciclo aperto, e in usi non conservativi, connessi al raffreddamento a ciclo chiuso ed agli usi "industriali" (anche in impianti con raffreddamento a ciclo aperto). Gli impianti di maggiori proporzioni hanno generalmente una fase di raffreddamento a ciclo aperto, alla quale sono connessi ingenti volumi idrici (anche dell'ordine delle centinaia di Mm³/anno); tali impianti sono di conseguenza localizzati in prossimità del Fiume Po o del mare, risultando indispensabile disporre della sicura possibilità di approvvigionamento di portate pari a diversi metri cubi al secondo d'acqua, indisponibili sui corsi d'acqua appenninici. Nel caso di raffreddamento con sistemi a ciclo chiuso le necessità idriche sono decisamente più contenute (anche due o tre ordini di grandezza in termini di fabbisogni idrici per kWh

prodotto). Oltre agli usi di raffreddamento sono poi presenti usi, spesso qualificati come “industriali”, riferibili alla produzione di vapore per le turbine, ai lavaggi, al trattamento fumi, ecc. Questi usi sono non conservativi per l'acqua e presentano linee dedicate per l'approvvigionamento (in alcuni casi non da acque superficiali, ma da acque di falda) e lo scarico (in alcuni casi non in corpi idrici superficiali, ma in prima falda). È da segnalare che un uso è da considerarsi conservativo se i volumi prelevati sono sostanzialmente equivalenti a quelli scaricati e le caratteristiche qualitative delle acque scaricate non differiscono sensibilmente da quelle prelevate (a parte per la temperatura). Molti dei circa 300 impianti censiti dall'Osservatorio regionale energia sono in associati a siti industriali: in alcuni casi si tratta industrie che svolgono direttamente attività produttive, e in questo caso le attività e i relativi consumi e fabbisogni idrici sono classificati dalla Ateco 2007 nel comparto manifatturiero. In altri casi si tratta aziende separate che operano un servizio di fornitura di energia per usi produttivi e, in questo caso, sono classificati dalla Ateco 2007 nella Sezione D (appartenente all'industria, ma extra manifatturiera). Nell'ambito dello studio “Ricognizione dei prelievi e delle emissioni di inquinanti sulla matrice acqua per le aziende presenti nel territorio regionale che scaricano sostanze pericolose e/o ricadono nella normativa IED - Aggiornamento 2016-2018” (ARPAE Emilia-Romagna, 2019) è stato ricostruito un quadro conoscitivo relativo, anche, agli usi industriali non conservativi connessi alla produzione di energia, mentre sono stati esclusi dall'indagine gli usi connessi al raffreddamento a ciclo aperto ritenendoli sostanzialmente conservativi, sia dal punto di vista quantitativo che qualitativo.

Riguardo le acque di raffreddamento a ciclo aperto, connesse agli impianti termoelettrici di maggiori proporzioni, gli usi riscontrati riguardano:

- Centrale La Casella (Castel San Giovanni): circa 330 Mm³/anno prelevati e restituiti in Po;
- Centrale Piacenza Levante (Piacenza): circa 185 Mm³/anno prelevati e restituiti in Po
- Centrale di Ostiglia (fuori regione): 310 Mm³/anno prelevati e restituiti in Po
- Centrale di Sermide (fuori regione): 235 Mm³/anno prelevati e restituiti in Po
- Centrale di Porto Corsini (Ravenna): circa 70 Mm³/anno prelevati e restituiti in mare;
- Centrale di Enipower (Ravenna): circa 35 Mm³/anno prelevati e restituiti in mare.

1.2.2 Potenzialità di sfruttamento energetico sostenibile delle biomasse forestali in Emilia-Romagna

La potenzialità di sfruttamento energetico delle biomasse forestali in Emilia-Romagna è ben illustrata dalla *“Mappa Regionale Della Potenzialità Energetica Legnosa Forestale Utile”*. Questa mappa rappresenta tutte le aree forestali comprese nel raggio di 150 metri dalle strade o dai terreni agricoli, ovvero tutte le aree raggiungibili dai silvicoltori/boscaioli. Da questa mappa sono stati ricavati i valori di potenzialità energetica forestale per le biomasse legnose. Le biomasse considerate sono di due tipi: legna da ardere di alta qualità oppure per l’approvvigionamento degli impianti energetici a combustione. Grazie a questa mappa è possibile stimare un bilancio energetico forestale.

Circa il 70% della legna forestale raccolta viene utilizzata come legna da ardere in caminetti e stufe domestiche e commerciali, mentre solo il 30% è potenzialmente disponibile alla vendita ad impianti a combustione di biomassa. Infatti la legna da ardere (es. faggio, castagno, quercia, ecc..) è considerata di alta qualità (HQ) ed ha un mercato migliore, mentre la legna adatta alle centrali energetiche è considerata di bassa qualità (LQ; es. conifere molto ricche di resina, che incrosta le stufe e influisce sui sapori). Il mercato della legna da ardere per caminetti, stufe domestiche forni commerciali permette la vendita del prodotto, in ciocchi, a prezzi attorno ai 10-17 €/q; mentre il mercato della legna per impianti energetici a biomassa ha prezzi di circa 2-3 €/q (eccetto qualche caso specifico in cui il cippato legnoso può arrivare a superare i 7 €/q).

Per quantificare il prelievo forestale praticato in maniera sostenibile si devono considerare sia i tassi di accrescimento forestale (valori medio in Emilia-Romagna pari a circa 4,4 mc/ha/anno) sia gli ambiti di prelievo accessibili, cioè nell’intorno di 75-150 metri dalle strade (oltre queste distanze il conferimento ai mezzi di trasporto è troppo complesso in termini logistici). Bisogna inoltre considerare la pendenza del terreno boschivo in funzione delle tecnologie di esbosco: a monte della strada i boscaioli possono risalire a piedi il pendio per tagliare gli alberi e trasportarli fino alla strada grazie alla gravità; a valle della strada gli operatori devono scendere il pendio per il taglio ed il recupero in salita fino al mezzo di trasporto; nel secondo caso quindi è necessario usare sistemi meccanici. La pendenza dei boschi quindi incide significativamente sui costi di approvvigionamento; in linea generale si può stimare che la pendenza massima accettabile per l’attività di esbosco e raccolta di legna sia pari al 30%. In Emilia-Romagna circa il 50% delle aree forestali sono di proprietà di privati, che possono concedere in affitto lo sfruttamento dei boschi, il 30% dei boschi ricade in aziende agricole ed il restante 20% è di proprietà pubblica (15% di proprietà statale ed il 5% di proprietà regionale). Nel bilancio delle potenzialità energetiche dei boschi è utile sapere che il potere calorifico dei materiali legnosi è assolutamente diversificato. Inoltre in ambito forestale l’unità di misura della biomassa è il metro sterico accatastato (msa), oppure il metro sterico alla rinfusa (msr). Nel bilancio della potenzialità energetiche della biomassa regionale si sono considerati i buffer di 150 metri dalla viabilità ordinaria, dalla viabilità forestale e dalle zone agricole oltre che la stagionatura e quindi la perdita d’acqua e di peso tra la raccolta e l’utilizzo energetico. In prima approssimazione non sono state considerate le pendenze del terreno e neppure sono state effettuate elaborazioni circa lo stato di proprietà delle aree forestali. Equiparando il tasso di crescita legnosa a quello di prelievo è quindi possibile stimare la quantità di legna annualmente sfruttabile in modo sostenibile senza intaccare negativamente lo stock forestale esistente.

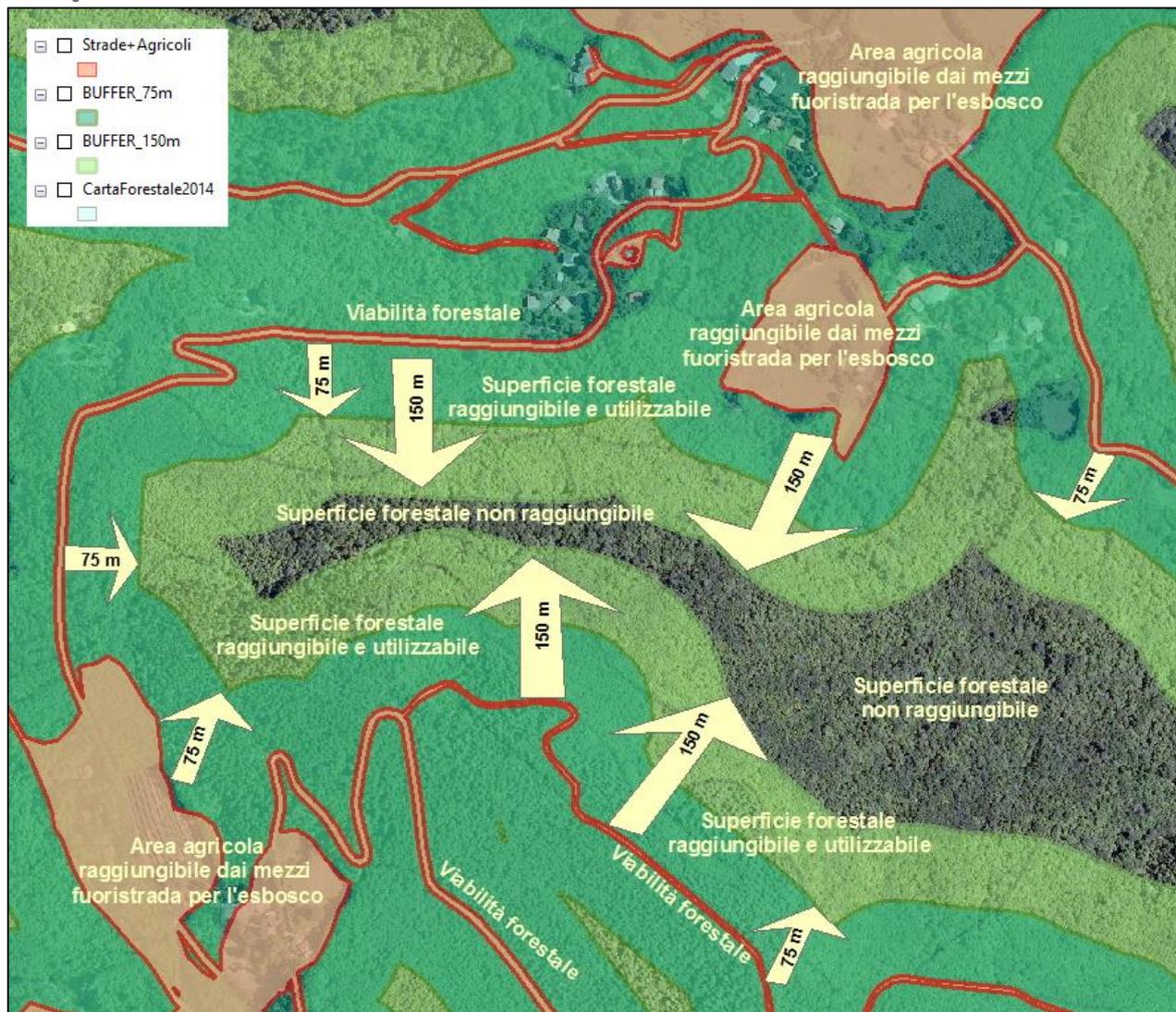


Figura. Schema logico per il calcolo del prelievo di legna forestale.

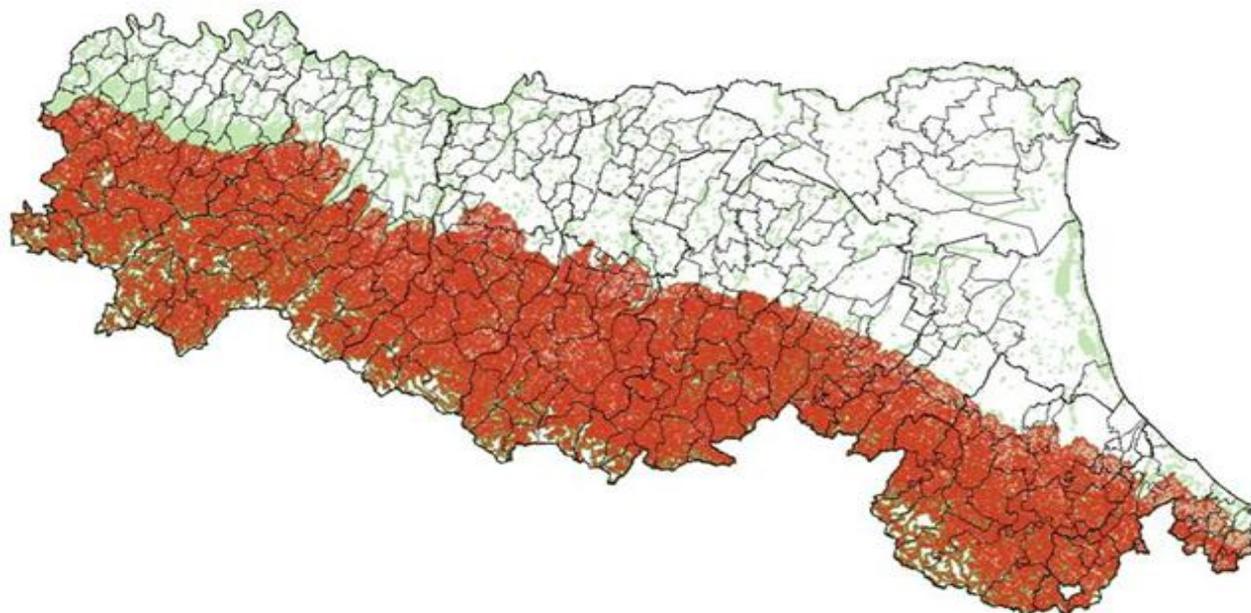


Figura. Mappa della potenzialità energetica legnosa forestale utile in Emilia-Romagna (Regione Emilia-Romagna, 2017).

A fronte di un'area forestale complessiva di 612.600 ettari, e della successiva eliminazione delle aree classificate ad arbusteti ed a pinete litorali secondo la cartografia aggiornata al 2014, la Regione Emilia-Romagna possiede quasi 5480 kmq di soprassuolo a bosco alto disponibile a fornire biomassa legnosa. Sebbene anche i boschi ripariali dovrebbero essere esclusi dai conteggi delle aree disponibili a fornire legname in quanto è impossibile effettuare la raccolta in maniera sistematica con i consueti macchinari forestali, è stato ritenuto opportuno conteggiarli ugualmente in quanto nella stragrande parte delle volte il legname recuperato da manutenzioni ripariali viene conferito, insieme alle potature agricole ed urbane, al generico utilizzo energetico. Tale estensione forestale è costituita da oltre 72.338.000 mc di legna, caratterizzata da un incremento legnoso medio di oltre 2.380.000 mc/anno; questa disponibilità però, a causa dell'inaccessibilità oltre i 150 metri dalle strade, si riduce ad un valore massimo di legna stagionata raccogliabile di quasi 1.136.500 t/a.

Tabella. Disponibilità energetica potenziale da biomasse forestali in Emilia-Romagna. (Regione Emilia-Romagna, 2017; elaborazioni ARPAE, 2019).

Provincia	Legna da ardere		Legna per impianti energetici	
	Tonnellate prelievo sostenibile	MWh disponibili da Potere Calorifico medio (3,1 kWh/kg)	Tonnellate prelievo sostenibile	MWh disponibili da Potere Calorifico medio (3,1 kWh/kg)
	(t.)	(MWh)	(t.)	(MWh)
Piacenza	144.868	449.090	34.372	106.552
Parma	249.353	772.993	39.758	123.248
Reggio Emilia	98.961	306.779	27.199	84.317
Modena	108.076	335.035	40.736	126.280
Bologna	118.632	367.759	47.724	147.944
Ferrara	2.864	8.880	1.338	4.146
Ravenna	16.520	51.212	17.019	52.757
Forlì-Cesena	108.942	337.721	42.808	132.705
Rimini	27.425	85.018	6.193	19.198
Totale	874.690	2.711.539	261.800	811.580

1.2.3 La produzione di idrocarburi nella Regione Emilia-Romagna

Storicamente, l'Emilia-Romagna è tra le aree nazionali in cui si concentra la maggior produzione di gas naturale, proveniente da concessioni ubicate sia a terra che nel mare prospiciente le coste della Regione. Le concessioni a mare considerate sono quelle ricomprese nella cosiddetta "Zona marina A", che comprende anche porzioni di Piattaforma continentale di competenza nazionale relativamente alle risorse del sottofondo marino (la Zona marina B inizia a sud del 44 parallelo e quindi le produzioni della Zona B non riguardano coste prospicienti l'Emilia-Romagna). Quest'ultima è ubicata oltre le 12 miglia marine, fino all'area di competenza della Croazia, come stabilito dal D.P.R. 22 maggio 1969 n. 830 e Legge 14 marzo 1977 n. 73. Negli ultimi 30 anni, la produzione si è concentrata principalmente nelle concessioni ubicate a mare. Oggi la produzione è in forte declino, vista la mancanza quasi totale, negli

ultimi 20 anni, di investimenti significativi nel settore dell'esplorazione petrolifera di nuove aree, nonostante si sia concretizzata l'apertura della ex-area di esclusiva dell'Ente Nazionale Idrocarburi (ex Dlgs 625/1996).

La produzione regionale di greggio è minimale, e proviene unicamente dalla Concessione "Mirandola" (giacimento di Cavone). Nell'anno 2016 si è registrata una produzione di greggio di circa 23.000 t, contro i 5,7 milioni di t prodotte in Italia nello stesso periodo (fonte MISE 2017). Nel 2016 sono stati corrisposti alla Regione Emilia-Romagna 4.411.958,09 euro provenienti dalla suddivisione delle Royalties (fonte: MISE).

Nel 2016 il fabbisogno nazionale di gas naturale è stato di oltre 70 Miliardi di Sm³, che è quindi stato coperto da importazioni dall'estero per circa il 92%.

Tabella. Produzione di gas naturale in Emilia-Romagna ed in zona marina prospiciente (MISE, 2018)

Anno 2016	Italia	Regione E-R	Regione E-R %
Gas naturale, Milioni di Sm ³ , concessioni di produzione a terra	1753,9	148,4	8,4 %
<i>Numero pozzi a gas a terra</i>	<i>374</i>	<i>191</i>	<i>51 %</i>
Gas naturale, Milioni di Sm ³ , concessioni di produzione a mare	4267,1	2516,6	58,8 %
<i>Numero pozzi a gas a mare</i>	<i>282</i>	<i>209</i>	<i>74 %</i>
Totale produzione di gas naturale, Milioni di Sm ³	6021,0	2665,0	44 %

* Include sia la produzione sia i pozzi della Zona marina A.

Si ricorda che nel 2004 l'Italia ha prodotto circa 13 Miliardi di Sm³ di gas naturale, oltre il doppio della produzione attuale, mentre nel 1994 la produzione è stata di oltre 20 Miliardi di Sm³. Ciò è stato possibile grazie ai grandi investimenti effettuati dallo Stato italiano negli anni 1970-1980 tramite la compagnia petrolifera pubblica, e di cui ora si stanno raccogliendo gli ultimi ricavi. Infatti, l'attuale scenario normativo, sociale e concessorio nazionale non è troppo favorevole per attrarre i grandi investimenti necessari da parte dell'industria del settore idrocarburi, che, per la loro natura tecnica e strutturale, sono investimenti a lungo termine, con un ritorno dell'ordine di circa 10 anni. Circa il futuro sembra molto probabile la possibilità di effettuare nuove scoperte, verosimilmente a gas naturale e

concentrate primariamente sul settore offshore; per fare ciò occorre rimettere in moto l'intero ciclo dell'esplorazione petrolifera, nonché instaurare un ciclo virtuoso di fiducia economica, sociale e istituzionale nei confronti dei combustibili fossili, ed in particolare del gas naturale, necessario per alimentare e accompagnare la transizione energetica verso sistemi sempre più orientati alle fonti rinnovabili o a bassa emissione di gas serra. Si tratta però di problematiche di un comparto industriale strategico che può essere valutato e valorizzato solo in un'ottica nazionale e, più in generale, di geopolitica delle fonti energetiche, e quindi non solo dal punto di vista regionale. La Regione Emilia-Romagna, inoltre, ha sviluppato, e ancora ospita, realtà produttive industriali di eccellenza nel settore delle costruzioni e dei servizi per l'industria petrolifera ed energetica. Questo settore di eccellenza regionale è caratterizzato da una forte spinta verso la ricerca applicata e l'innovazione tecnologica; le aziende si sono prevalentemente sviluppate nell'area di Ravenna, grazie alla forte spinta del settore offshore a partire dagli anni 1960, e nell'area di Piacenza, che può essere considerata la culla dell'industria petrolifera italiana fin dalla seconda metà del 1800. L'attuale diminuzione di investimenti su nuovi progetti, sia sul territorio regionale, sia nazionale, sta mettendo in sofferenza numerose aziende di questo comparto, costrette già da tempo ad operare quasi solo all'estero, dove però le sfide sono molto più complesse, e con un minor ritorno di capitale e lavoro sul territorio.

Stoccaggi gas

Nella Regione Emilia-Romagna è anche presente una significativa attività industriale nel campo dello stoccaggio di gas naturale nel sottosuolo; il primo impianto italiano, tra i primi in Europa, fu realizzato nel 1964 a Cortemaggiore. Oggi sono in esercizio 4 concessioni di stoccaggio, i cui impianti industriali sono ubicati in prossimità di Cortemaggiore (PC-PR), Minerbio (BO), Sabbioncello (FE), San Potito e Cotignola (RA). La capacità di stoccaggio italiana è di circa 17 miliardi di Sm³, che può essere confrontata con i 23 miliardi della Germania i 13 dell'Olanda e i 12 della Francia. La capacità di stoccaggio regionale, che è comunque a servizio dell'intero Paese, è dell'ordine di circa il 30% della capacità nazionale.

Sicurezza

A fine 2014 il gruppo di lavoro nazionale costituito nell'ambito della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie ha predisposto il documento *“Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della microsismicità, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro nell'ambito delle attività antropiche”*,

predisposte in base ai più alti livelli di sviluppo e conoscenza attualmente disponibili. Si tratta di specifiche tecniche avanzate, adottate già dal 2015 nell'ottica del continuo miglioramento della sicurezza e della trasparenza delle attività sul territorio. Sviluppate per il monitoraggio delle attività di coltivazione di idrocarburi e stoccaggio sotterraneo di gas naturale, gli "Indirizzi e linee guida" potranno essere applicate, attraverso opportuni adattamenti, anche a tutte le attività antropiche che interessano grandi bacini artificiali, attività geotermiche, stoccaggio sotterraneo di CO₂, estrazioni minerarie e più in generale, attività che coinvolgono l'utilizzo del sottosuolo.

36

La Regione Emilia-Romagna inoltre ha stipulato un accordo operativo con il Ministero dello sviluppo economico, nell'ambito della sicurezza ambientale delle attività antropiche di sottosuolo; tra le attività più recenti si ricordano l'applicazione degli "Indirizzi e linee guida" per i monitoraggi e, più in generale, le modalità di collaborazione nell'ambito dei procedimenti per il rilascio dei titoli minerari e delle autorizzazioni allo svolgimento delle relative operazioni. In Regione è già stata avviata la fase di prima applicazione degli "Indirizzi e linee guida" su tre casi pilota: il giacimento a olio di Cavone (MO), il giacimento geotermico di Casaglia (FE) e il giacimento di stoccaggio gas di Minerbio (BO).

Sicurezza offshore e decommissioning degli impianti offshore a fine vita utile.

A valle della crescente rilevanza e del forte interesse nel panorama europeo e globale in merito alla questione della sicurezza delle attività offshore, Il Ministero dello sviluppo economico, Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche, Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse, ha ritenuto strategico avviare, a partire dal 2014, una serie di collaborazioni con università, enti di ricerca e Corpi dello Stato, denominata "Network per la sicurezza offshore". Le collaborazioni finora avviate hanno portato a risultati positivi nell'ambito dei controlli e nel miglioramento delle conoscenze in campo scientifico per il monitoraggio delle operazioni offshore. L'università di Bologna è tra i partner che partecipano al suddetto network.

Di notevole rilevanza regionale sono anche le recenti attività relative alla redazione delle "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali", da adottarsi con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dei beni e delle attività

culturali e del turismo, previo parere della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome, ai sensi del comma 6, dell'art. 25 del Dlgs 16 giugno 2017 n. 104".

Infine, si ricorda che "nel dicembre 2016 la Regione Emilia-Romagna e il Ministero dello sviluppo economico hanno presentato un accordo per la collaborazione nelle attività di sicurezza e innovazione nell'ambito della ricerca e coltivazione degli idrocarburi offshore e delle relative infrastrutture. L'accordo ha durata di 2 anni a decorrere dalla sua sottoscrizione e sarà rinnovato per il periodo necessario a completare tutte le iniziative necessarie. Più in particolare l'intesa prevede, tra gli altri, di:

37

- stabilire un dettagliato programma di monitoraggio fisico ed ambientale delle attività offshore;
- individuare misure integrate di gestione del sito di interesse comunitario (SIC) "Paguro" situato in un'area marina interessata dalle attività estrattive offshore;
- promuovere progetti e azioni pilota multiobiettivo indirizzati all'utilizzo e/o al riutilizzo delle installazioni offshore (ad esempio per la produzione di energia eolica e fotovoltaica, per finalità turistico-ricreative, per l'installazione di stazioni oceanografiche e geodetiche permanenti, etc.);
- coinvolgere tutte le parti interessate del sistema e rendere accessibili i dati rilevati nel corso delle attività svolte attraverso i propri siti istituzionali.

Il documento riconosce nel gas naturale una delle risorse rilevanti della Regione Emilia-Romagna e in particolare del territorio di Ravenna, il cui utilizzo nell'attuale fase di transizione verso i nuovi modelli di produzione e consumo dell'energia per la riduzione delle emissioni al 2050 prevista dalla Unione europea deve essere inserito nell'ambito di una visione complessiva di programmazione, sviluppo e sostenibilità territoriale. Ciò deve avvenire in coerenza ed armonia con la valorizzazione degli altri beni e delle altre risorse esistenti, anche in considerazione del fatto che il gas naturale è, tra le fonti energetiche convenzionali, quella con minor impatto sulla qualità dell'aria e con minor rischio per l'ambiente marino".

Occupazione del territorio

In Emilia-Romagna sono attualmente vigenti 37 concessioni di coltivazione. Considerando le diverse tipologie di impianti previsti per le attività estrattive (pozzi produttivi, centrali di raccolta e trattamento, ecc.), il consumo di suolo derivante dalle concessioni di coltivazione è di 5,39 km² che, considerando i 22.447 km² della superficie dell'Emilia-Romagna, corrispondono allo 0,024% della superficie regionale.

Il rilascio della Concessione di coltivazione di un giacimento non implica che tutta l'area concessa sia sottoposta alla costruzione di infrastrutture: gli impianti occupano solo una frazione minima dell'area, mentre la restante parte è intesa a protezione degli interessi del concessionario, una sorta di area di rispetto intorno al giacimento. Le attività industriali di produzione si svolgono su aree limitate:

- i centri olio (escluse le piazzole dei pozzi);
- le centrali gas (escluse le piazzole dei pozzi);
- le piazzole dei pozzi (hanno una dimensione dell'ordine di 1-2 ha ciascuna).

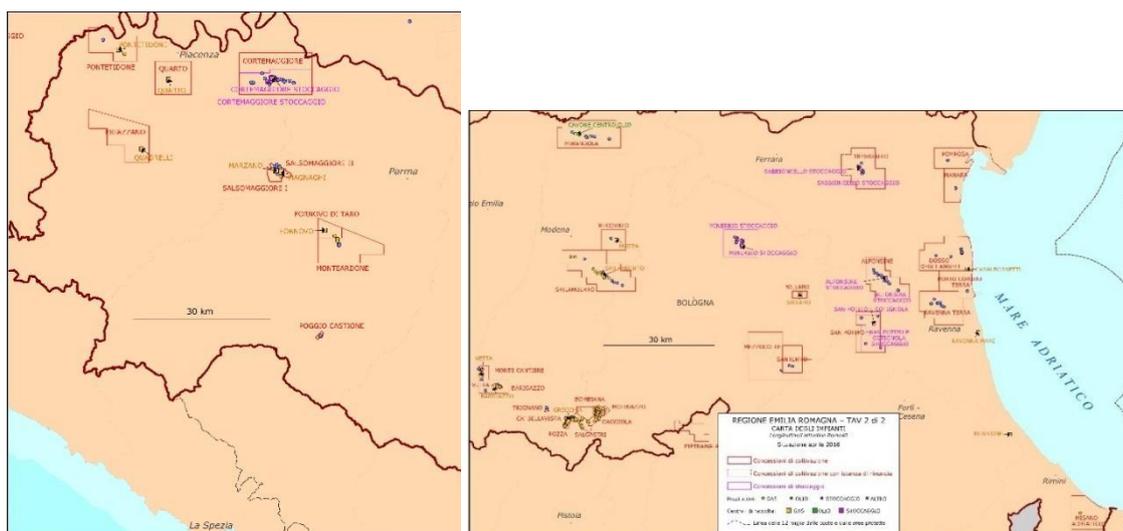


Figura. Concessioni per la produzione di idrocarburi a terra. (MISE, 2018).

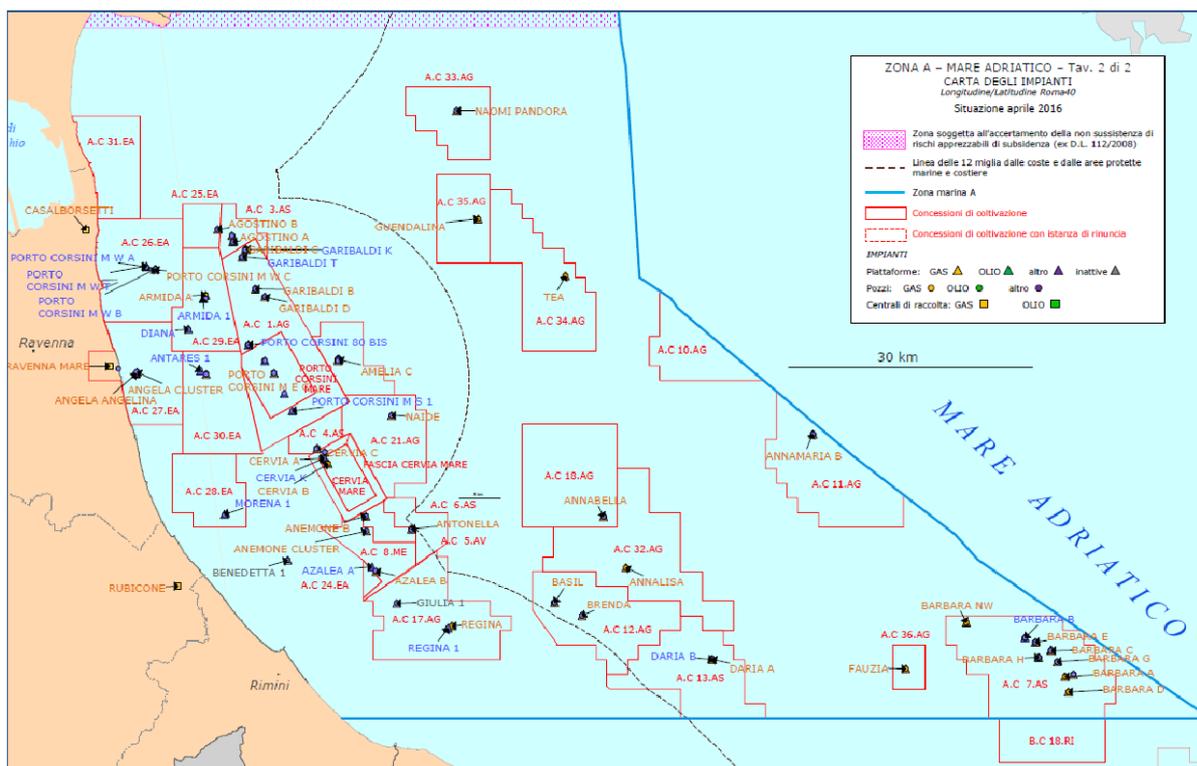
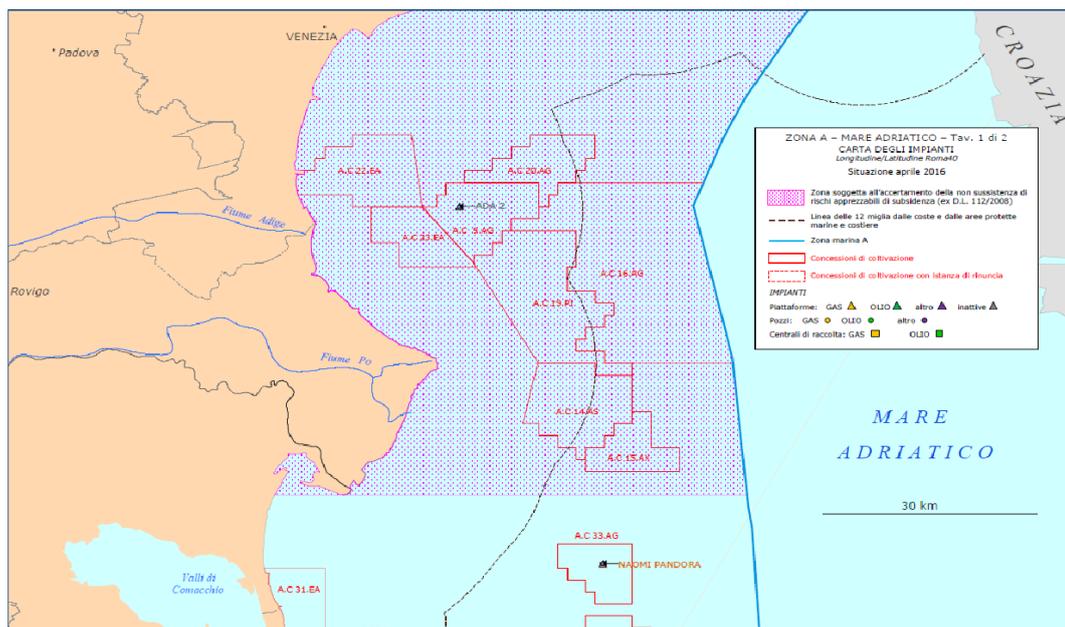


Figura. Concessioni per la produzione di idrocarburi in mare a sud di Goro. (MISE, 2018).

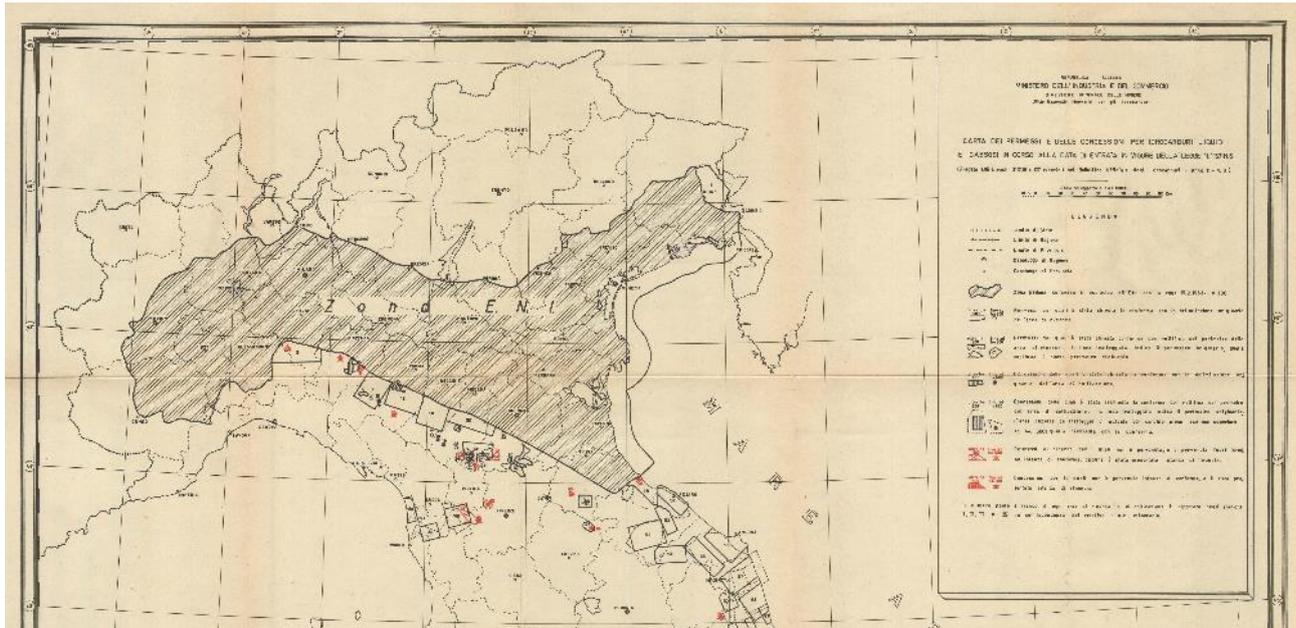


Figura. Zona di esclusiva Eni, perimetrazione del 1957 (ENI, 2019).

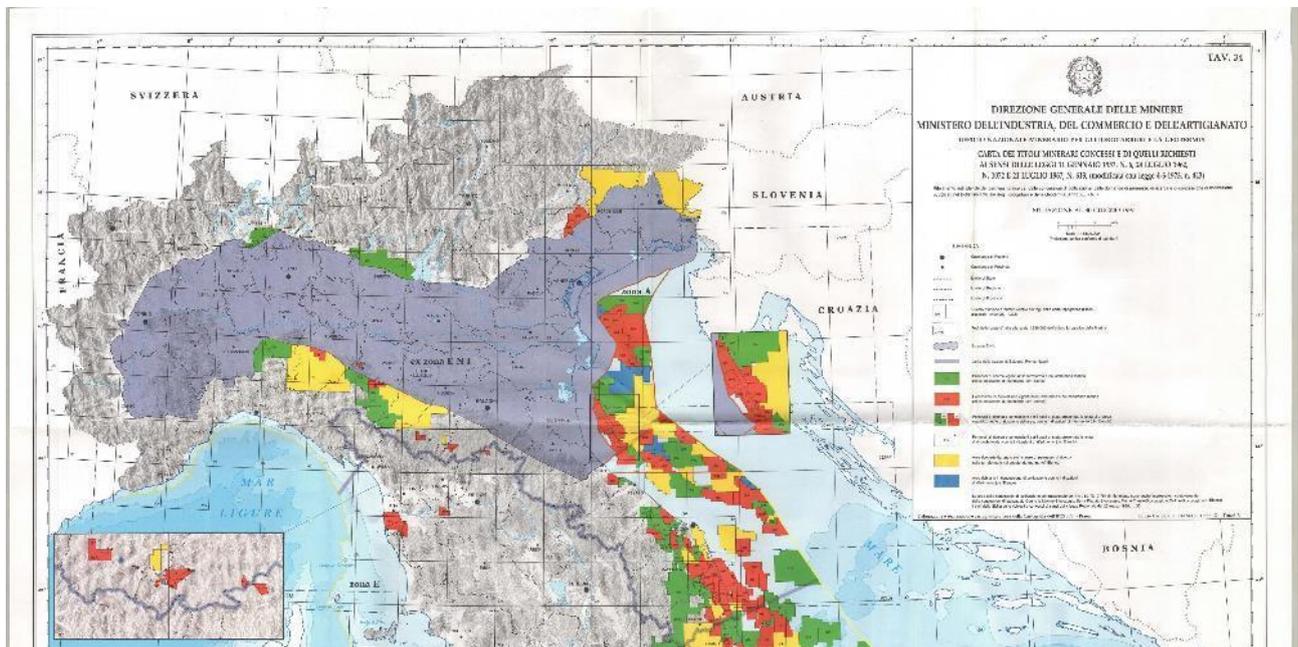


Figura. Zona di esclusiva Eni, ultima mappa prima della liberalizzazione, in cui sono indicati i permessi adiacenti nel 1997 (ENI, 2019).

1.2.4 La geotermia in Emilia-Romagna

La stima del potenziale idrotermico per impianti geotermici a bassa entalpia open-loop in Emilia Romagna è stata svolta suddividendo il territorio regionale in macro aree, in base alla tipologia di sistemi acquiferi (conoide appenninica, piana alluvionale, sistema padano) presenti nei primi 100-150 metri di profondità. Ogni macroarea si traduce in differenti proprietà idrogeologiche soprattutto per quanto riguarda i principali parametri quali: gradiente idraulico, conducibilità idraulica, spessore del sistema acquifero. Per stimare i principali parametri idrogeologici delle diverse tipologie di sistemi acquiferi presenti alla scala regionale è stato preso come riferimento soprattutto lo studio “Riserve idriche sotterranee della Regione Emilia-Romagna” (Rer/Eni-Agip, 1998); in questo lavoro è stato fatto un elenco delle proprietà petrofisiche dei diversi sistemi acquiferi alla scala regionale, oltre al fatto di mappare e ricostruire le principali unità idrostratigrafiche alla scala regionale.

41

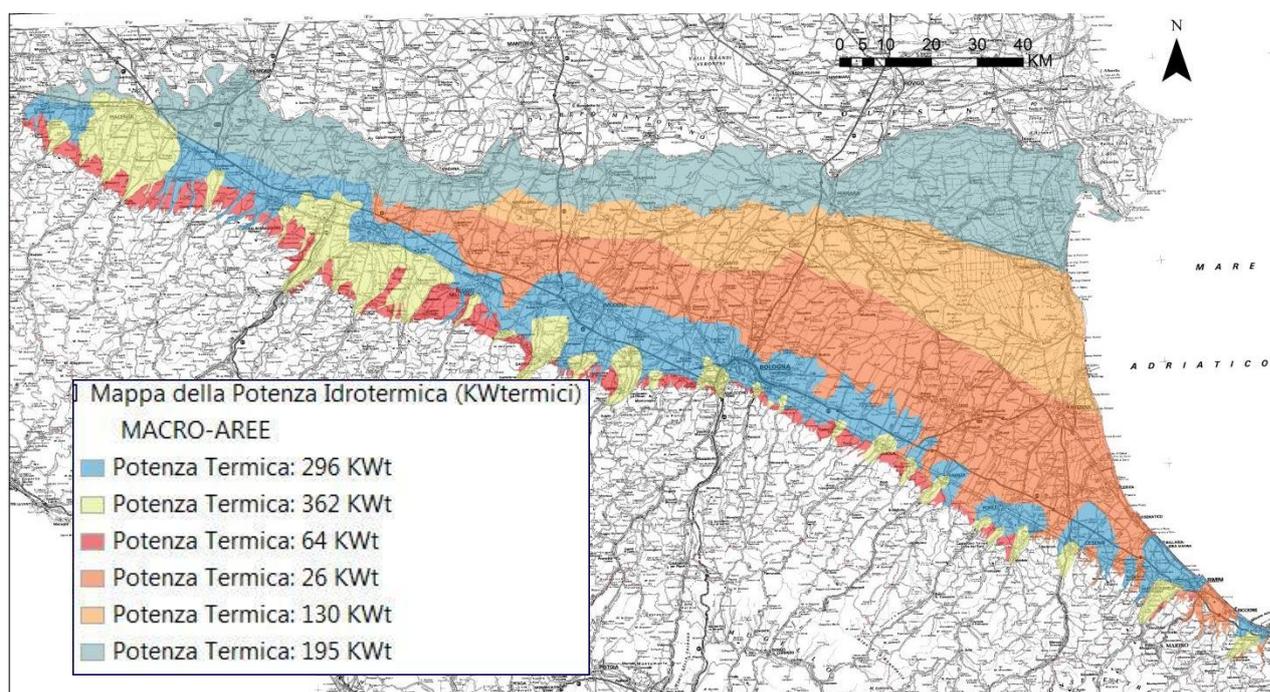


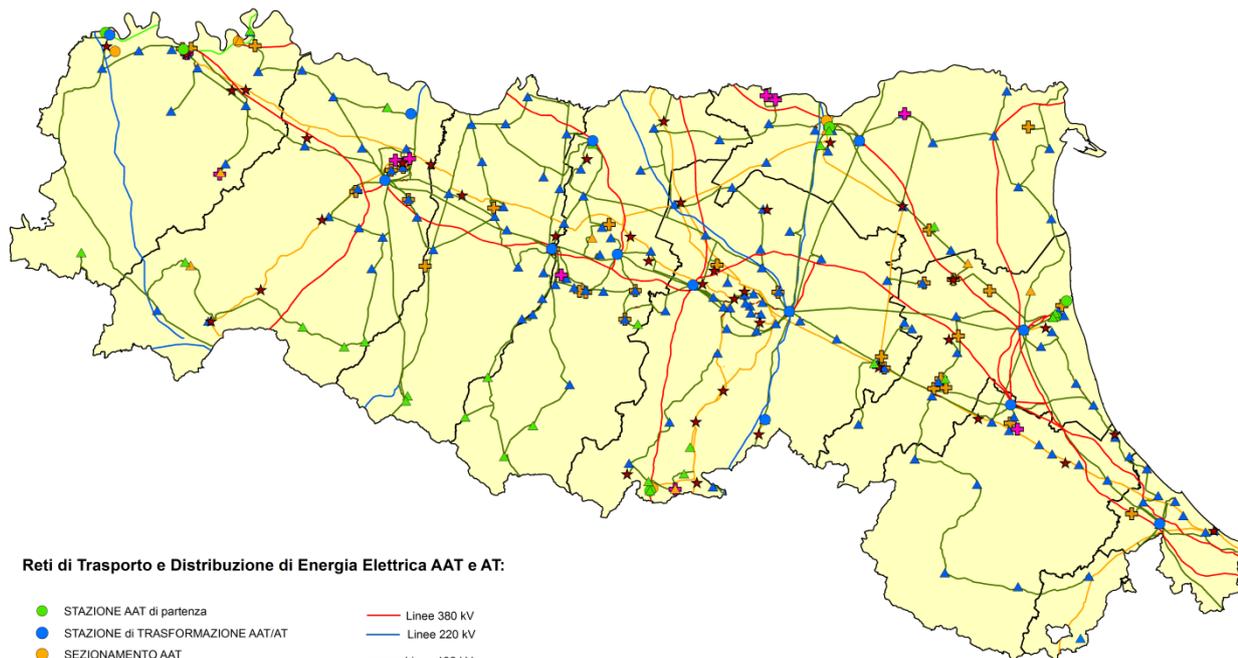
Figura. Mappa della Potenza Idrotermica nelle rispettive macro-aree calcolata per ogni singolo elemento. (Regione Emilia-Romagna, 2017).

1.3 Elettrodotti.

Gli elettrodotti sono infrastrutture strategiche descritte soprattutto in relazione alle linee ed agli impianti ad altissima AAT (380, 220 kV) ed alta tensione AT (40-150 kV), anche se la maggior parte della rete elettrica regionale, sia come sviluppo in chilometri delle linee, sia come numero di stazioni/cabine di trasformazione, è costituita dagli elettrodotti a bassa e media tensione. Dai dati disponibili si evince che la lunghezza stimata per le linee elettriche a bassa tensione nel 2017 è pari a quasi 65000 km; le linee a media tensione hanno raggiunto una lunghezza complessiva di quasi 35000 km, mentre per le linee ad alta e altissima tensione i dati aggiornati al 2016 riportano rispettivamente quasi 4000 km ed oltre 1300 km.

42

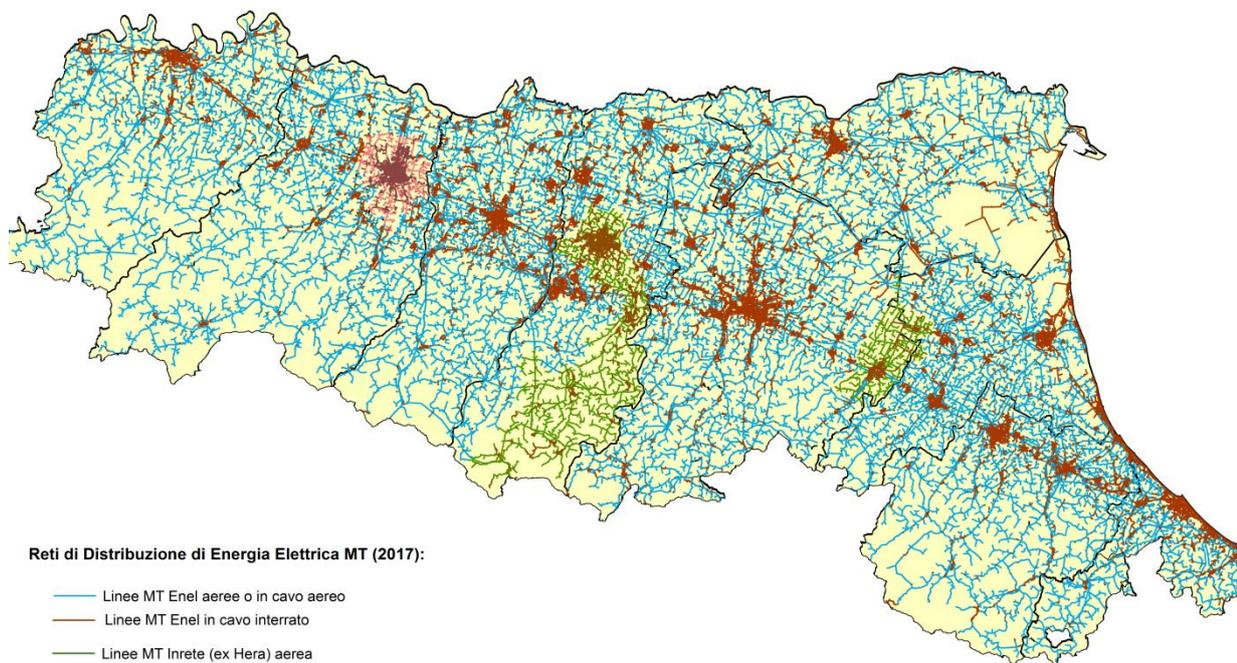
Gli impianti di trasformazione, sezionamento o consegna utente, nel 2017 sono pari a 52.254; di questi solo lo 0,6% del totale è rappresentato da impianti di grandi dimensioni a cui afferiscono linee AAT e AT. In genere tali impianti sono ubicati in posizione isolata, in aree recintate e inaccessibili alla popolazione. Di contro il 99,4% del totale è costituito da piccoli impianti MT/BT, distribuiti in modo omogeneo su tutto il territorio regionale; anche se si tratta per lo più di impianti di dimensioni e complessità ridotte, i valori di corrente uscente, talvolta elevati, unitamente agli spazi ridotti delle aree di installazione e, quindi, alle brevi distanze che intercorrono tra le cabine stesse e le abitazioni circostanti, fanno sì che tale tipologia di impianti elettrici possa risultare di maggiore impatto ai fini dell'esposizione della popolazione. A livello locale, per le diverse tipologie di sorgenti a bassa frequenza considerate, si notano alcune differenze abbastanza evidenti, verosimilmente legate anche alla diversa densità di popolamento del territorio. La provincia di Piacenza risulta avere un minor numero di impianti e linee per unità di superficie, mentre la provincia di Rimini, ha densità maggiori di impianti e linee in rapporto alla propria superficie. Per quanto riguarda le linee ad altissima ed alta tensione, le province con maggiore densità per unità di superficie risultano Bologna, Ravenna e Rimini; invece, per quanto riguarda le linee e gli impianti a media e bassa tensione, oltre alla suddetta provincia di Rimini, è la provincia di Modena ad avere una densità maggiore (a causa del fatto che sul suo territorio provinciale coesistono, accanto alle linee gestite ancora da Enel, anche gli elettrodotti MT/BT di Inrete Distribuzione). È importante specificare che i dati possono presentare differenze annuali significative dovute non solo a modifiche strutturali delle reti, ma anche al fatto che alcune delle aziende e società coinvolte cambiano la propria ragione sociale, a seguito di riorganizzazioni/fusioni, e altre acquisiscono la gestione e proprietà di altre linee.



Reti di Trasporto e Distribuzione di Energia Elettrica AAT e AT:

- | | |
|-------------------------------------|-------------------------------|
| ● STAZIONE AAT di partenza | — Linee 380 kV |
| ● STAZIONE di TRASFORMAZIONE AAT/AT | — Linee 220 kV |
| ● SEZIONAMENTO AAT | — Linee 132 kV aereo |
| ▲ STAZIONE AT di partenza | — Linee 132 kV cavo interrato |
| ▲ CABINA PRIMARIA AT/MT | — Linee 132 kV RFI |
| ▲ SEZIONAMENTO AT | — Linee 50 kV aereo |
| ⊕ CABINA CONSEGNA UTENTI AT | — Linee 50 kV cavo interrato |
| ⊕ CABINA UTENTI AT | |
| ★ SOTTOSTAZIONE ELETTRICA RFI | |

Figura. Rete regionale elettrodotti alta ed altissima tensione nel 2016 (elaborazioni Arpae su dati Terna).



Reti di Distribuzione di Energia Elettrica MT (2017):

- | |
|---------------------------------------|
| — Linee MT Enel aeree o in cavo aereo |
| — Linee MT Enel in cavo interrato |
| — Linee MT Inrete (ex Hera) aerea |
| — Linee MT Inrete (ex Hera) interrata |
| — Linee MT Irete (ex Iren) aerea |
| — Linee MT Irete (ex Iren) interrata |

Figura. Rete regionale elettrodotti di media tensione nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

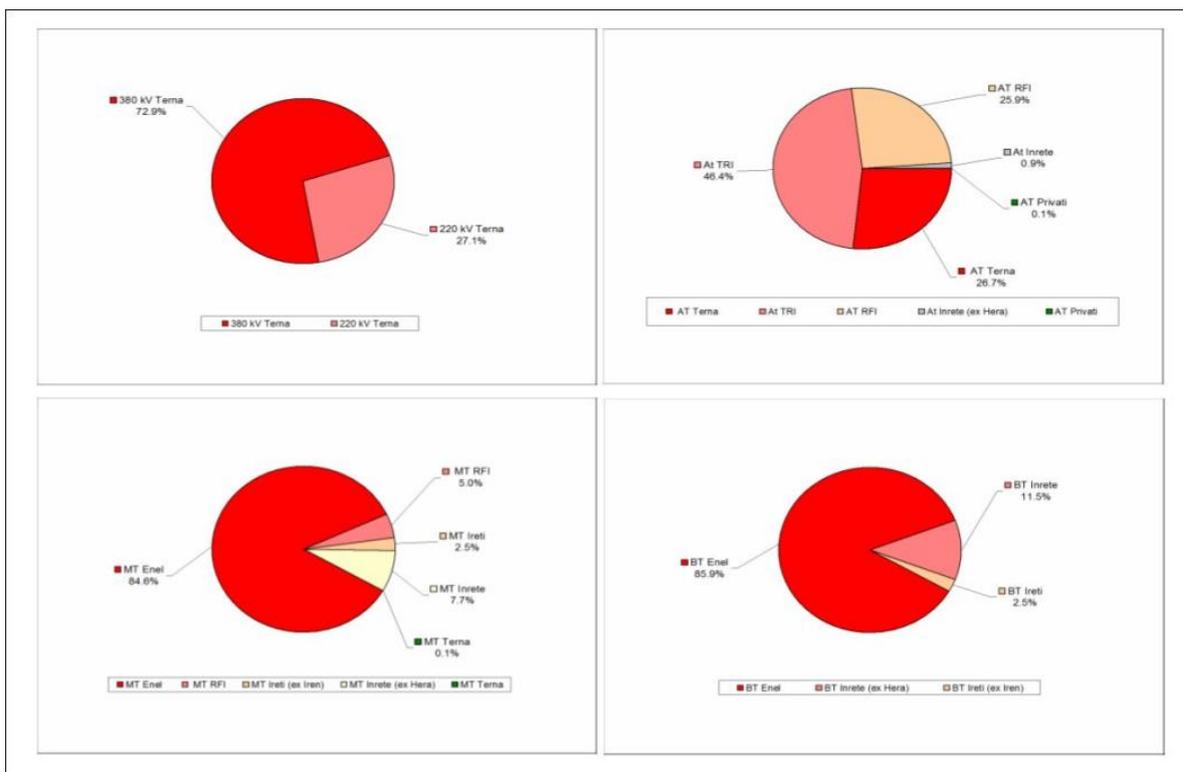


Figura. Linee elettriche presenti in Emilia-Romagna diversificate per tensione e gestore nel 2017). (elaborazioni Arpae su dati Terna).



Figura. Consistenza degli impianti di Altissima (AAT) ed alta (AT) tensione presenti in Emilia-Romagna, diversificati per tensione e tipologia nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

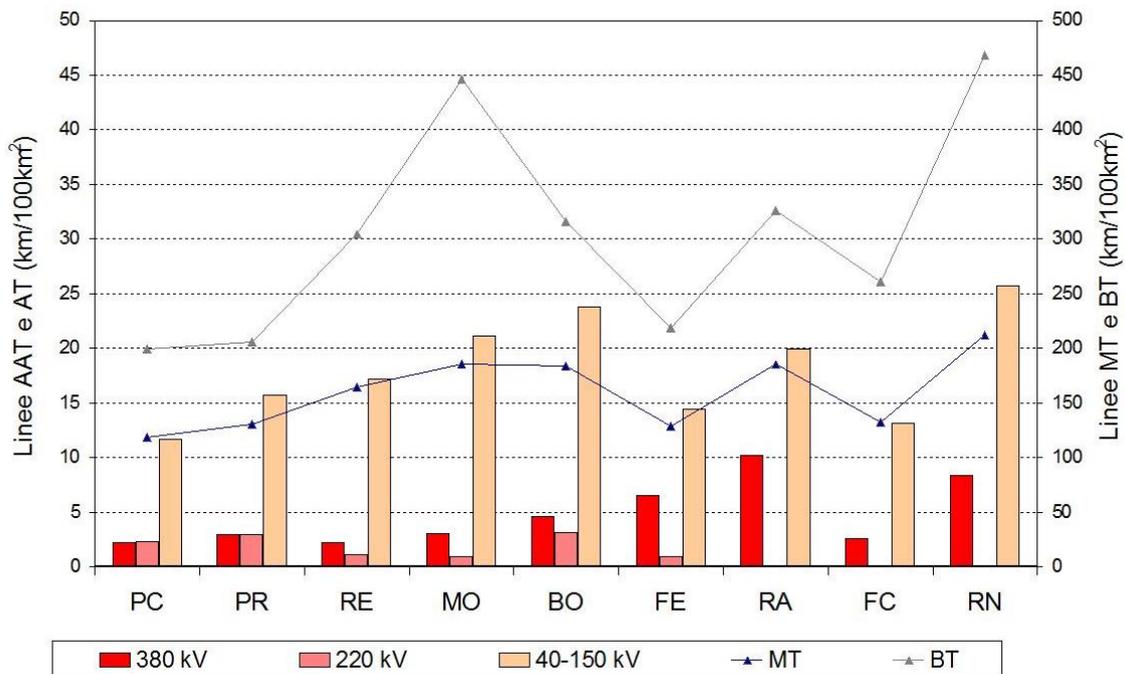


Figura. Densità linee elettriche di Altissima (AAT), alta (AT), media (MT) e bassa (BT) tensione presenti in Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

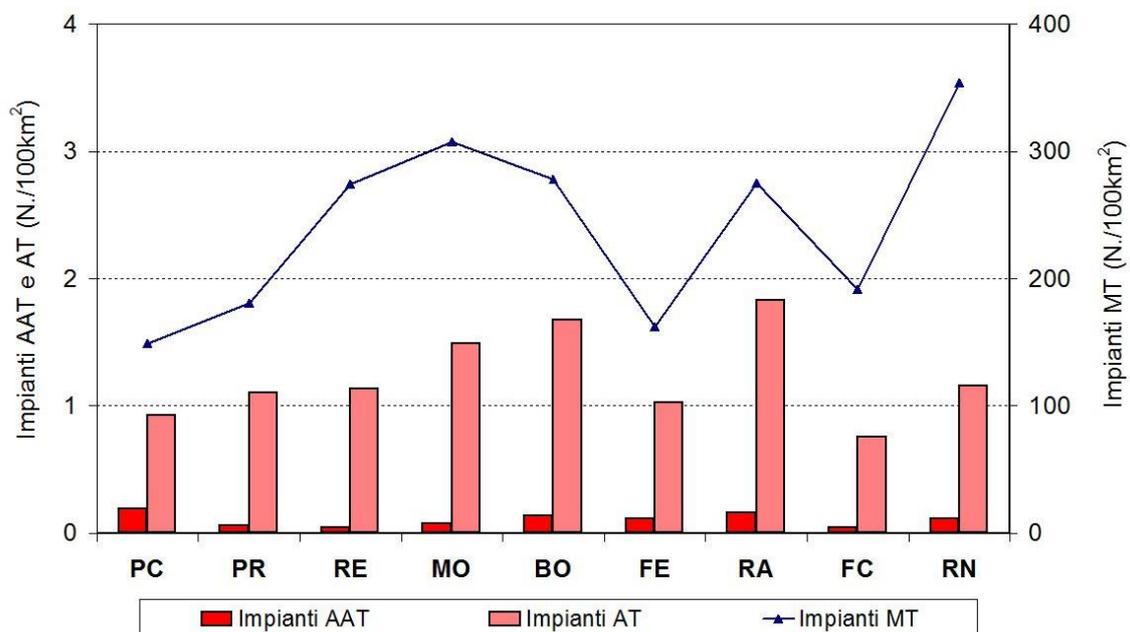


Figura. Densità impianti AAT, AT e MT presenti in Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

Tabella. Lunghezza delle linee elettriche AAT/AT presenti in Emilia-Romagna, diversificate per tensione, gestore e provincia nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

	Lunghezza linee elettriche AT (40 -150 kV) (km)					Lunghezza	
	TRI	Terna	Inrete	RFI	Privati	220 kV	380 kV
						(km)	(km)
						Terna	Terna
Piacenza	126	122	0	54	0	61	56
Parma	130	268	0	145	0	101	102
Reggio Emilia	197	145	0	52	0	27	52
Modena	195	232	17	123	0	26	81
Bologna	446	125	16	295	0	115	170
Ferrara	234	69	0	76	2	26	172
Ravenna	260	65	2	42	1	0	190
Forlì-Cesena	158	12	0	144	0	0	62
Rimini	99	25	0	99	0	1	73
Emilia-Romagna	1 847	1 062	35	1 029	3	357	958

Tabella. Lunghezza delle linee elettriche AAT/AT presenti in Emilia-Romagna, diversificate per tensione, gestore e provincia nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

	Lunghezza linee elettriche BT (km)			Lunghezza linee elettriche MT (km)				
	Enel	Inrete	Ireti	Enel	Inrete	Ireti	RFI	Terna
Piacenza	5 152	0	0	2 935	0	0	135	0
Parma	5 488	0	1 601	3 444	0	880	181	0
Reggio Emilia	6 978	0	0	3 684	0	0	78	0
Modena	5 568	6 432	0	2 721	2 145	0	97	32
Bologna	10 772	926	0	5 657	474	0	678	7
Ferrara	5 758	0	0	3 241	0	0	144	0
Ravenna	5 843	222	0	3 133	117	0	192	0
Forlì-Cesena	6 207	0	0	3 032	0	0	114	0
Rimini	4 051	0	0	1 723	0	0	113	0
Emilia-Romagna	55 816	7 580	1 601	29 571	2 737	880	1 733	39

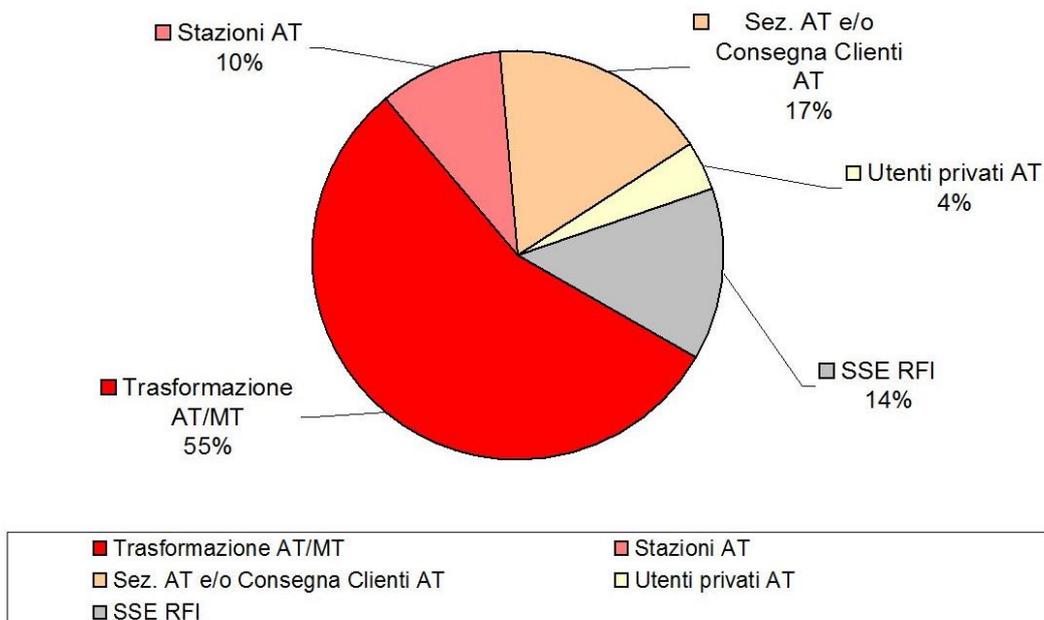


Figura. Impianti di trasformazione e stazioni AT presenti in Emilia-Romagna, distinti per tipologia nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

Tabella. Numero di impianti AAT, AT e MT presenti in Emilia-Romagna, diversificati per tensione, tipologia e provincia nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

	Impianti AAT (N.)				Impianti AT (N.)					Impianti MT (N.)	
	Trasf. AAT/AT	Stazioni AAT	Sez. AAT	TOTALE	Trasf. AT/MT	Stazioni AT	Sez. o consegne AT	SSE RFI	UTENTI PRIVATI		TOTALE
Piacenza	1	2	2	5	10	2	6	4	2	24	3.849
Parma	2	0	0	2	17	5	8	6	2	38	6.224
Reggio Emilia	1	0	0	1	19	2	3	2	0	26	6.286
Modena	2	0	0	2	20	6	9	4	1	40	8.276
Bologna	3	1	1	5	36	5	6	13	2	62	10.309
Ferrara	1	1	1	3	16	3	3	2	3	27	4.281
Ravenna	1	2	0	3	15	4	12	3	0	34	5.114
Foto-Cesena	1	0	0	1	13	0	1	3	1	18	4.555
Rimini	1	0	0	1	9	0	0	1	0	10	3.058
Emilia-Romagna	13	6	4	23	155	27	48	38	11	279	51.952

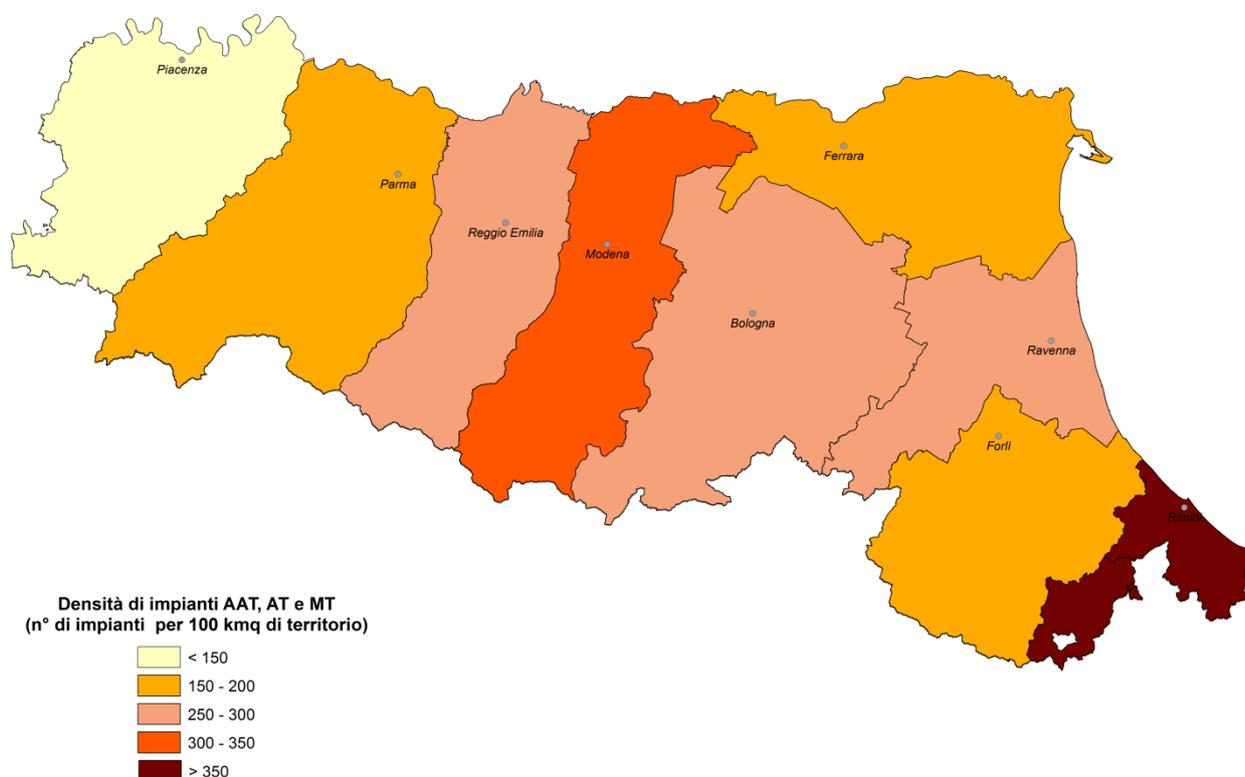


Figura. Mappa densità provinciale impianti AAT, AT e MT nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati Terna).

1.4 Consumi di energia

Quadro generale sui consumi di energia

La dinamica dei consumi energetici italiani e regionali negli ultimi decenni può essere sintetizzata in tre periodi distinti: una crescita fino al 2007, un calo nel 2008-2009, soprattutto determinato dalla crisi economica, ed una fase incerta dopo il 2010, con dinamiche differenti tra le varie regioni. I consumi prevalenti riguardano l'energia termica (oltre 85% del totale, variabile anche in funzione dei fattori climatici), anche se la domanda di energia elettrica sta crescendo, come del resto sta avvenendo in tutte le regioni più sviluppate. La domanda elettrica dell'Emilia-Romagna nell'anno 2017 ha avuto un peso sul totale nazionale pari ad oltre il 9%, le Regioni del bacino padano, nel complesso, del 57%.

L'andamento dei consumi energetici regionali, nel periodo 2012-2017, mostra una costante riduzione fino al 2014, con una flessione dei consumi maggiore in corrispondenza degli anni 2009 - 2012, da imputare per lo più alla crisi economico-finanziaria, e 2014 (-26%, 2014 vs 2002), in maggior parte dovuta ad un risparmio dei consumi domestici in conseguenza di un inverno mite. A tale decrescita segue un'inversione di tendenza a partire dal 2015, legata, in particolare, ai consumi energetici del settore industriale, che si conferma nei due anni successivi (+13%, 2017 vs 2014); i dati di consumo energetico relativi al 2017 rimangono, comunque, complessivamente inferiori a quelli registrati nel 2002 (-13%, 2017 vs 2002).

49

I dati relativi al consumo energetico coperto da fonti rinnovabili sono stati monitorati in modo sistematico dall'anno 2012. L'incidenza delle FER sui consumi energetici è progressivamente aumentata, fino a coprire l'10% dei consumi finali di energia (nel 2017, 890 kTep); tale contributo è superiore all'obiettivo fissato per la Regione Emilia-Romagna al 2020 (pari al 8,9% dei consumi finali, ex DM 15/3/2012 "Burden Sharing").

Per quanto riguarda la produzione lorda di energia elettrica in Emilia-Romagna dal 2000 al 2017, si rileva un andamento di decrescita nel periodo 2008-2014, che ha portato a una sua riduzione del 37%. Tale andamento ha subito un'inversione di tendenza a partire dall'anno 2015; in particolare, nel 2017 l'aumento è stato significativo, con una crescita del 30% rispetto all'anno 2015 (+6% 2017 vs 2016).

La dinamica del settore energetico è influenzata, oltre che dagli andamenti del mercato internazionale dei combustibili, anche dall'evoluzione dell'assetto normativo, con la liberalizzazione dei mercati energetici e l'introduzione di nuove forme di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Negli ultimi anni si sta assistendo a una significativa variazione del mix produttivo di energia elettrica dovuto principalmente alla forte diffusione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER). Il contributo del settore termoelettrico, nonostante sia tendenzialmente in calo nell'ultimo decennio, resta comunque preponderante rispetto alle altre fonti.

Fino al 2010, la principale fonte rinnovabile è stata quella idroelettrica; dal 2011, la significativa e repentina crescita degli impianti fotovoltaici ha portato ad avere un sorpasso della produzione da questa tipologia di impianti: nel 2017 l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici è risultata più che doppia rispetto a quella prodotta dagli idroelettrici.

Il consumo finale di energia interna rappresenta la quantità di energia necessaria per soddisfare il consumo interno dell'entità geografica in esame.

La serie storica¹ elaborata sui dati forniti da GSE, TERNA, Bollettino petrolifero, SNAM, mostra un costante calo dei consumi energetici complessivi in Emilia-Romagna a partire dal 2002 fino all'anno 2014 (-22%, 2014 vs 2002), anno, quest'ultimo, caratterizzato da condizioni climatiche particolarmente miti e da una forte congiuntura economica negativa. A partire dal 2015 si registra, però, una costante crescita dei consumi energetici (+6%, 2017 vs 2014), che rimangono, comunque, complessivamente inferiori ai consumi energetici riferiti all'anno 2002 (-17%, 2017 vs 2002).

Analizzando nel dettaglio l'andamento dei consumi di tipo termico, dovuti alla combustione diretta di combustibile, e quelli elettrici, si evidenzia una situazione molto differente. Dal confronto, infatti, tra i consumi dell'anno 2017 vs 2002, ad un calo dei consumi termici (-22%) corrisponde, infatti, un aumento di quelli elettrici (+13%).

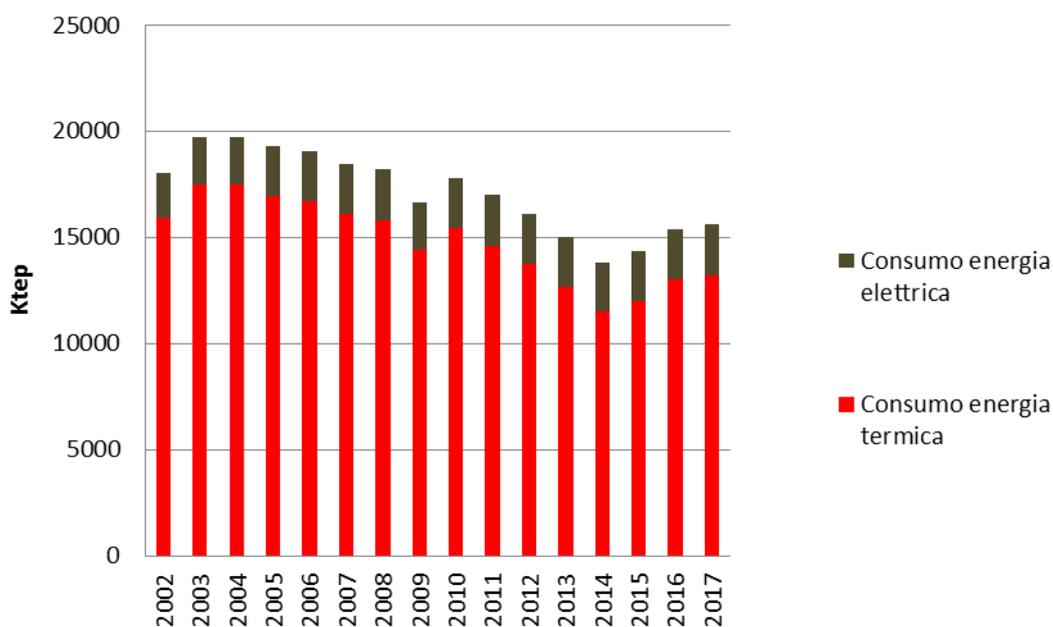


Figura. Consumi finali di energia elettrica (in grigio) e termica (in rosso) in Emilia-Romagna (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

¹ PCI Gas naturale 34.289 Mj/Smc; fonte BEN

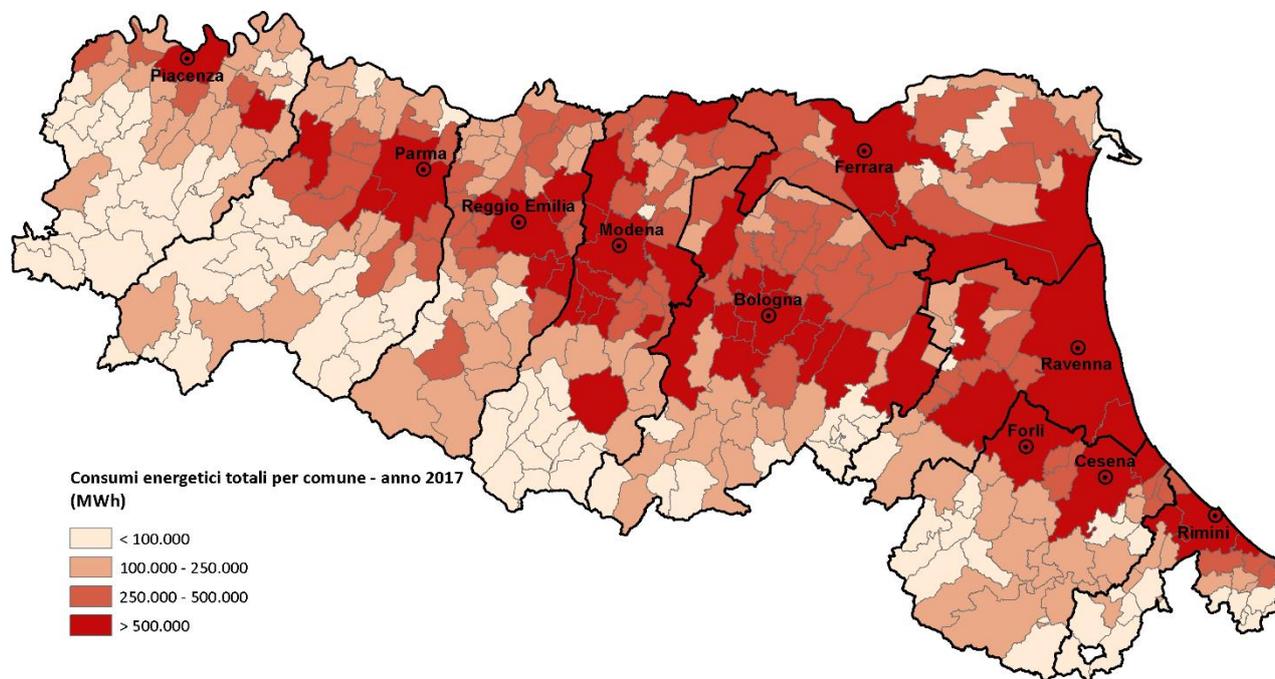


Figura. Consumi energetici totali nei Comuni dell'Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

Consumi finali di energia per settore economico

Il consumo finale di energia, termica ed elettrica, per settore economico riguarda la quantità di energia necessaria per soddisfare i consumi dei singoli settori economici. Il consumo di energia per settore economico rappresenta la quantità di energia necessaria per soddisfare i consumi dei singoli settori economici.

L'analisi della serie storica dal 2002 può servire soprattutto a supportare politiche di efficientamento e di risparmio energetico nei vari settori socio-economici. Il consumo finale di energia ha andamenti differenti per i vari settori economici. In particolare il settore industriale mostra una riduzione dei consumi totali del 44% (nel 2016 rispetto al 2002), con un picco di riduzione nel 2015 pari al 48%. Il settore economico più energivoro nel 2017 è l'industria (29%), seguito dai trasporti (28%) e poi il settore

residenziale (27%). Complessivamente il settore civile, residenziale e terziario, coprono il 42% dei consumi.

Analizzando i consumi del settore attività produttive per vettore energetico emerge che, nel 2017, il 70% dei consumi è coperto da energia termica, mentre il 30% da energia elettrica. Nel settore industriale si registra un calo dei consumi fino all'anno 2015, con, in particolare, i consumi termici che si riducono del -55% (2015 vs 2002), a fronte di una riduzione nello stesso arco temporale del 9% dei consumi elettrici. Successivamente si evidenzia un trend di crescita dei consumi, +9% nel 2017 vs 2015, pur mantenendo i consumi complessivi inferiori ai consumi riferiti all'anno 2002.

Il settore residenziale è caratterizzato da consumi in prevalenza termici (88%). Dal 2002 si è registrato un modesto calo dei consumi complessivi (-9,6%) dovuti ad una riduzione significativa dei consumi termici (-11,8%) e ad un contestuale aumento dei consumi elettrici (+8%). I consumi termici residenziali mostrano un picco di ribasso nell'anno 2014, con una riduzione del -2% rispetto ai consumi del 2013; tra le motivazioni troviamo anche un inverno particolarmente mite.

Il settore trasporti presenta un calo dei consumi energetici del -6% dal 2016 rispetto il 2002, con un picco del -10% negli anni 2013/2014.

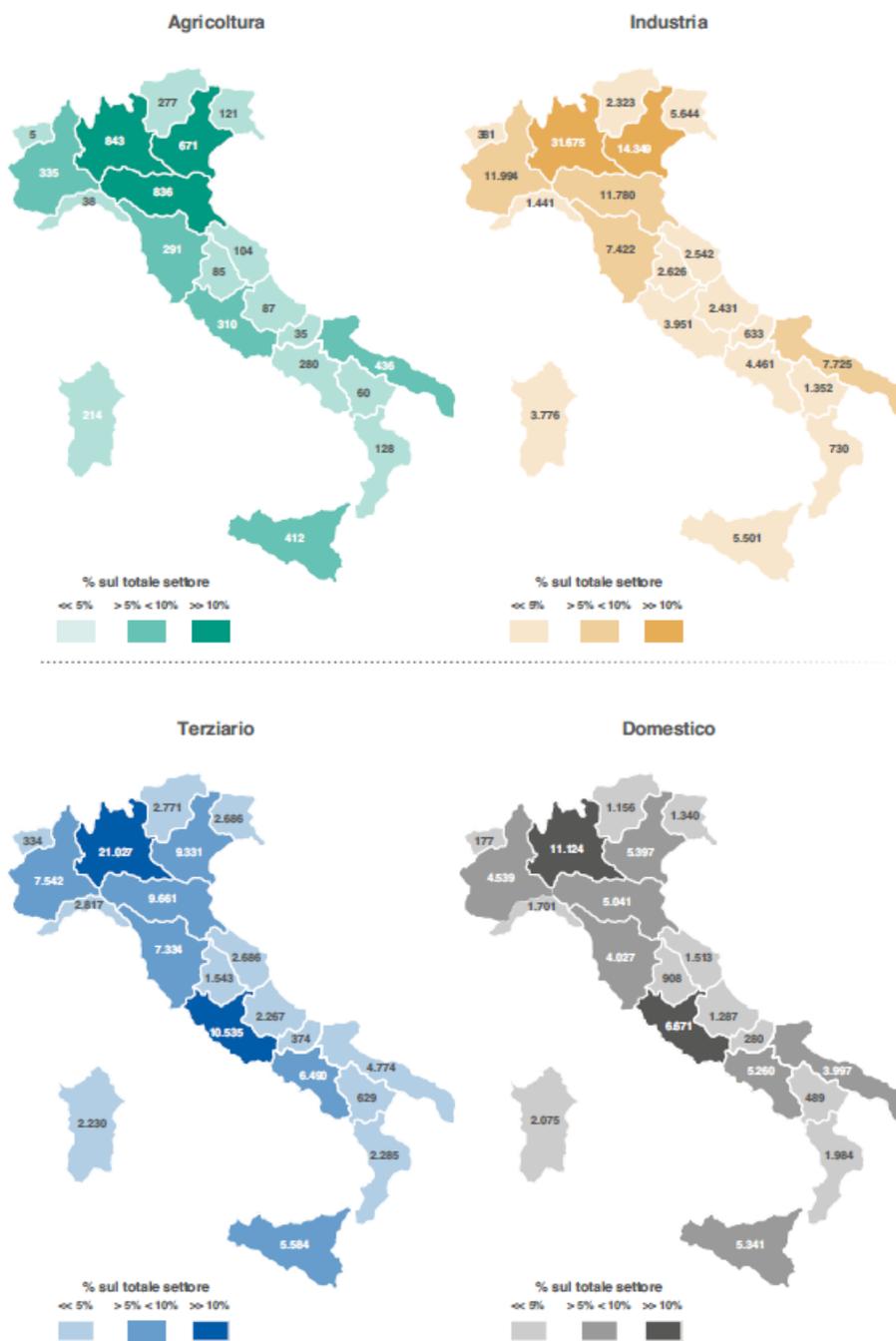


Figura. Consumi per attività economica nelle Regioni italiane nel 2016 (MISE, 2017).

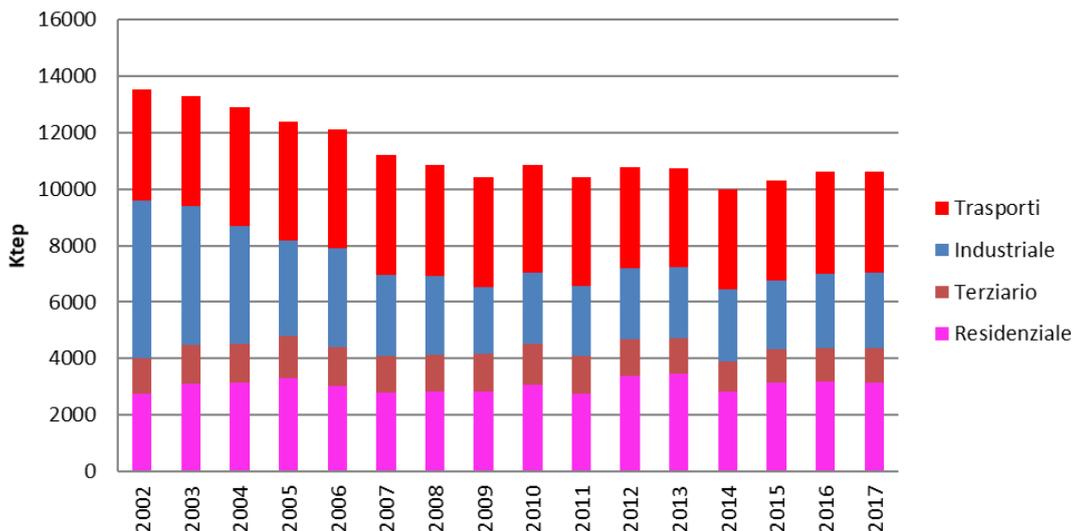


Figura. Consumo di energia termica per settore socio-economico in Emilia-Romagna (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

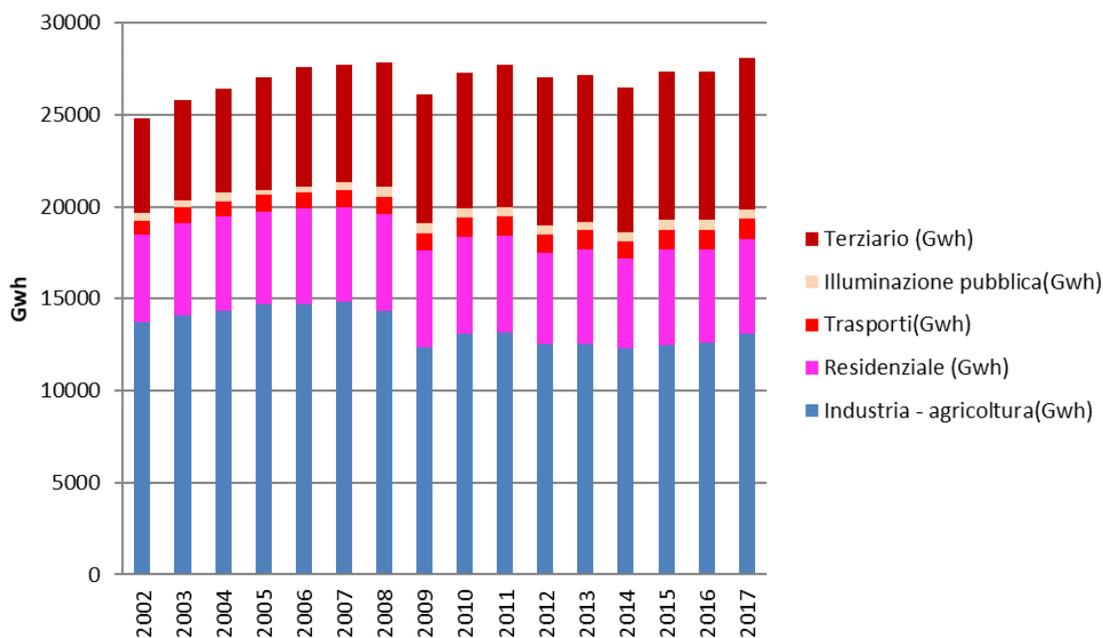


Figura. Consumo di energia elettrica per settore socio-economico (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

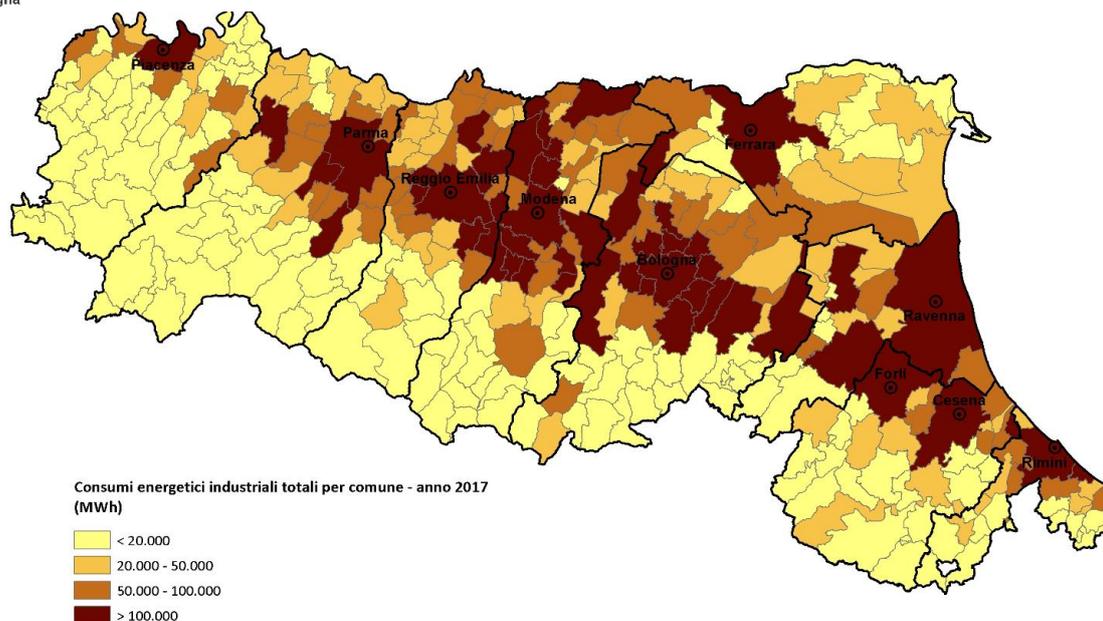


Figura. Consumo di energia nel settore industriale, nei Comuni dell'Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

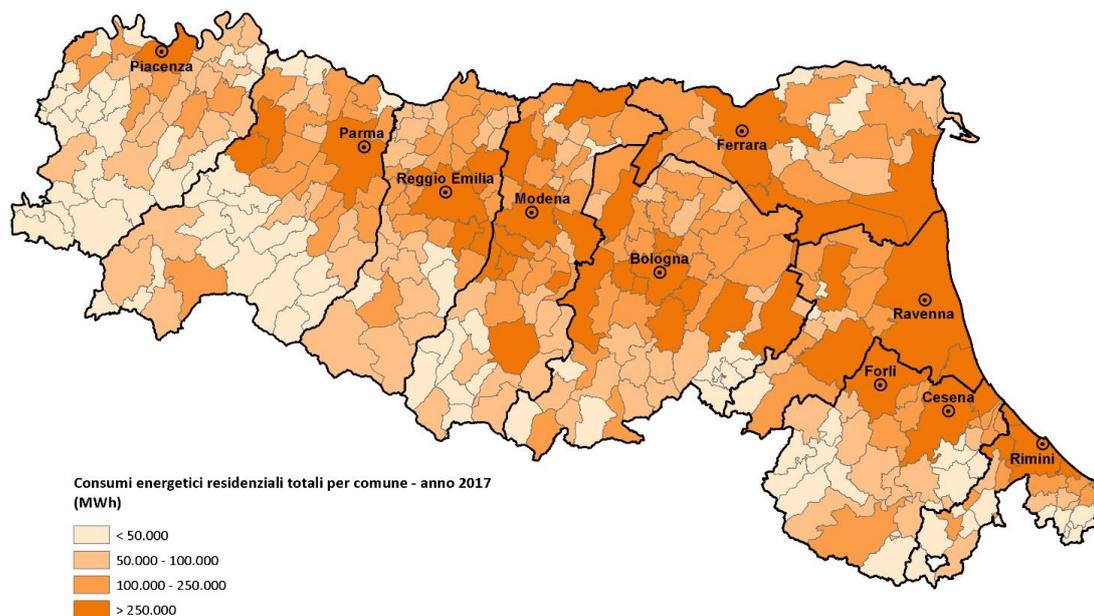


Figura. Consumo di energia nel settore residenziale, nei Comuni dell'Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

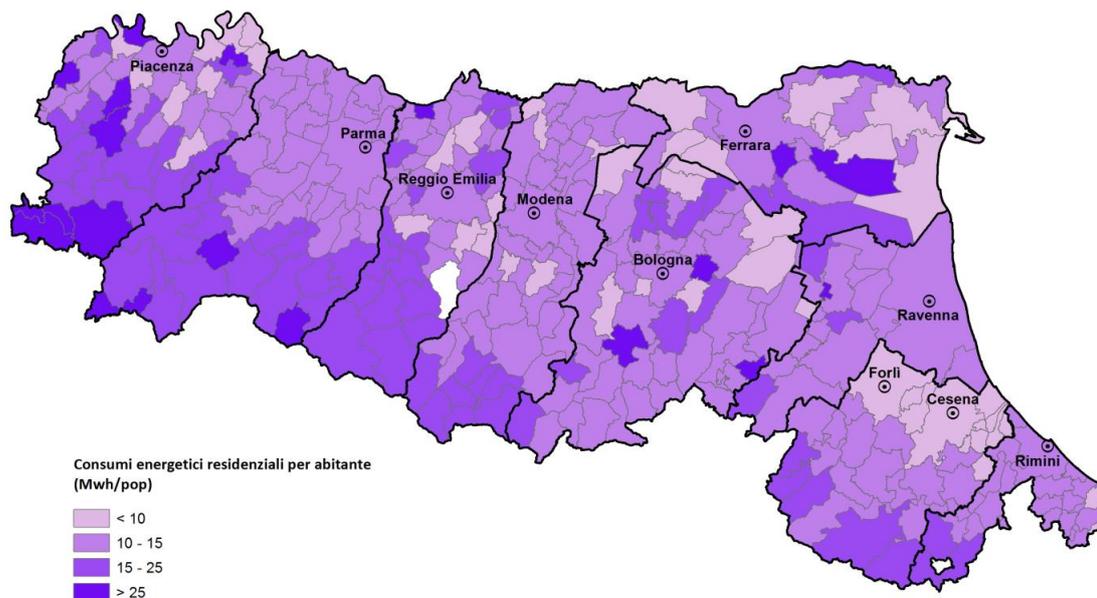


Figura. Consumo pro-capite di energia del settore residenziale, nei Comuni dell'Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

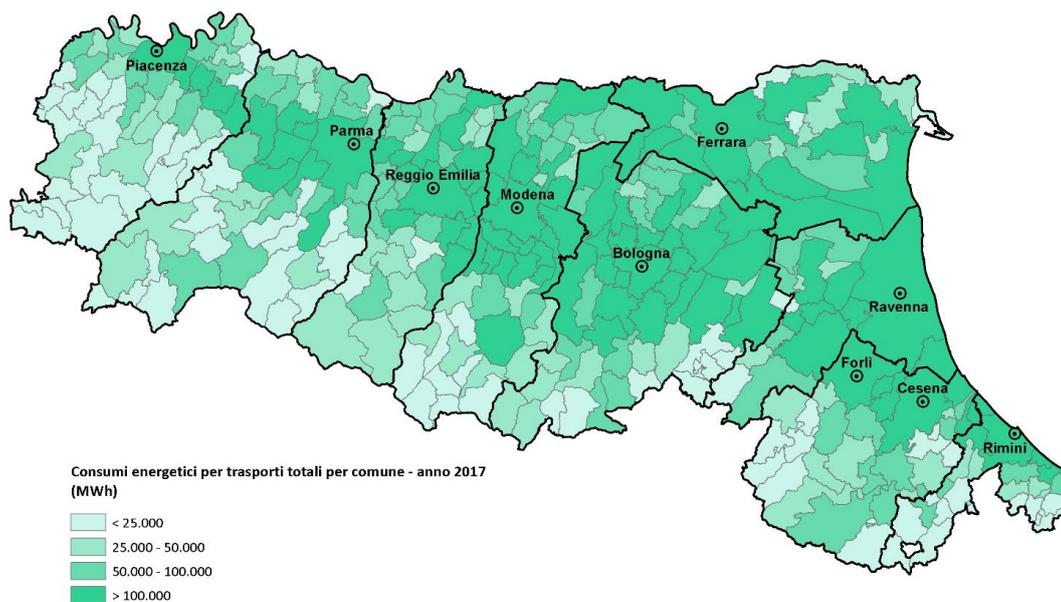


Figura. Consumo di energia del settore trasporti, nei Comuni dell'Emilia-Romagna nel 2017 (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

Consumo di energia per tipo di fonte

Il consumo di energia per tipo di fonte riguarda la modalità di alimentazione energetica con cui sono soddisfatti i consumi energetici di una regione. Per l'Emilia-Romagna indicatori sulle fonti rinnovabili sono disponibili in modo sistematico solo dall'anno 2012. L'analisi della serie storica è utile per valutare la rilevanza delle fonti e per dettagliare le politiche in materia di razionalizzazione dei sistemi energetici.

In Emilia-Romagna nel 2017 i consumi energetici coperti da fonti rinnovabili coprono circa l'11% dei consumi finali di energia, valore superiore a quanto previsto (DM "Burden Sharing" del 15/3/2012 per il 2020, pari all'8,9%); considerando nel dettaglio solo i consumi di energia termica la quota coperta da energie rinnovabili si riduce a circa il 6%.

Nel periodo dal 2002 al 2017 si riscontra una costante riduzione dei consumi di olio combustibile, fino ad una scomparsa quasi totale; nel 2002 il 15% dei consumi energetici era coperto dall'olio combustibile mentre nel 2017 questo vettore occupava solo una frazione residuale (0,1%). La riduzione del consumo di olio combustibile è dovuta principalmente al suo divieto di utilizzo negli impianti termici con potenza inferiore a 300kW (entrato in vigore dal 1° settembre 2007, come previsto al comma 3, Sezione II, dell'allegato X al Dlgs 152/2006). L'utilizzo dei combustibili metano e gasolio presentano un trend di crescita e coprono rispettivamente il 52% e il 31% del consumo interno lordo regionale.

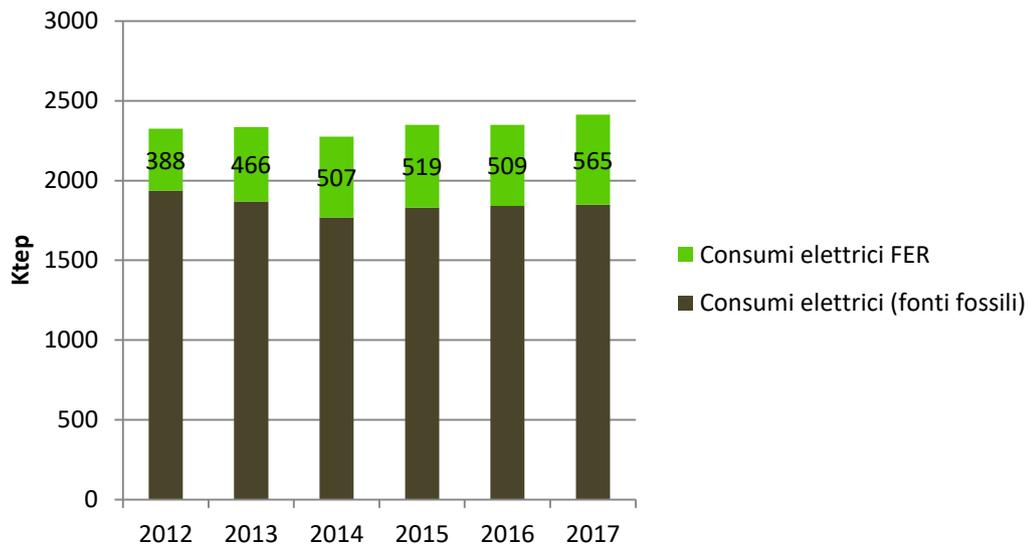


Figura. Consumo finale di energia elettrica in Emilia-Romagna da fonti fossili e rinnovabili (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

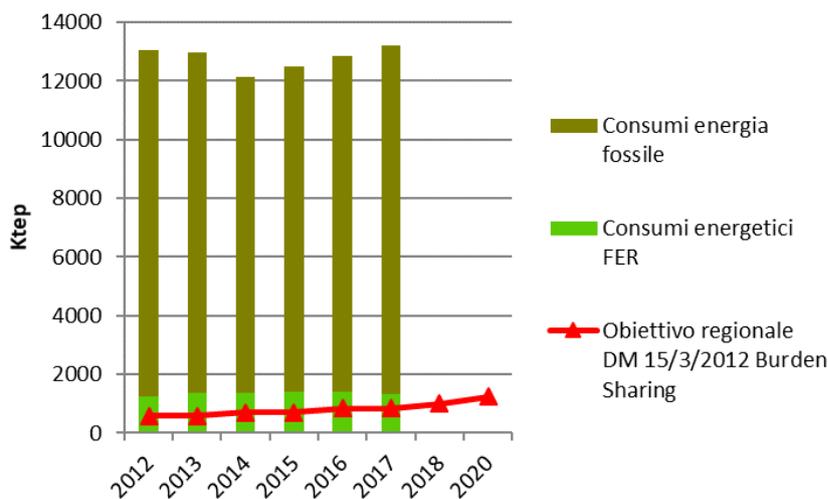


Figura. Consumo finale di energia termica in Emilia-Romagna da fonti fossili e rinnovabili (in ktep; elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

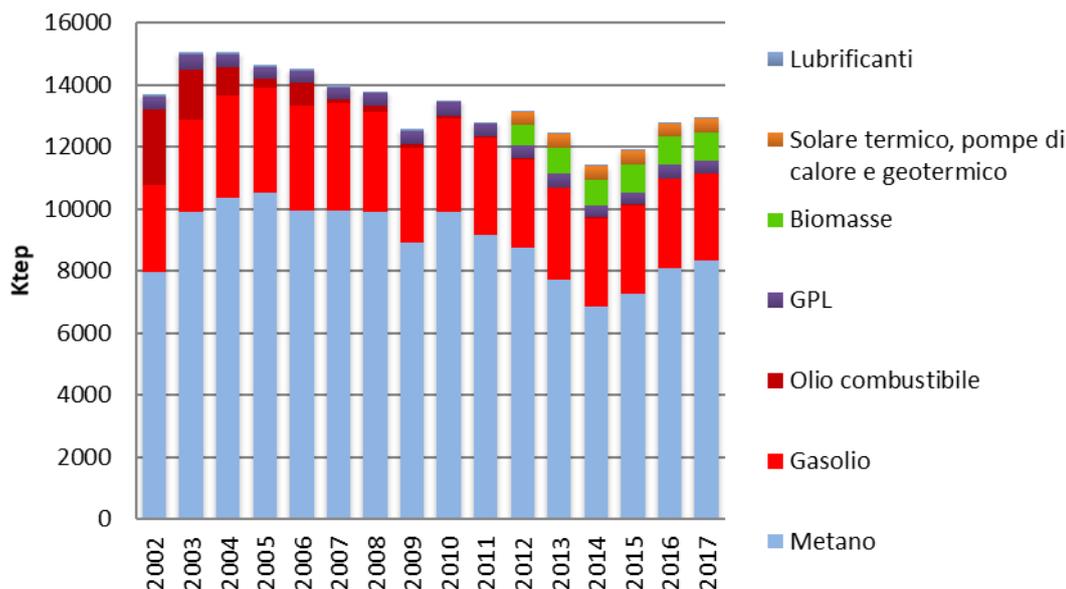


Figura. Consumi finali di energia termica per vettore energetico in Emilia-Romagna (elaborazioni Arpae su dati GSE, TERNA, MISE, SNAM).

2 Politiche in materia di energia-ambiente

Politiche internazionali e nazionali

Il passaggio a un'economia decarbonizzata è una delle principali sfide che i Paesi del mondo si sono posti per i decenni a venire. L'Unione Europea si è dotata di politiche energetiche finalizzate al raggiungimento di obiettivi di riduzione dei consumi di fonti fossili, l'innalzamento dell'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Oggi le politiche europee più note riguardano il pacchetto "20-20-20", che stabilisce tre ambiziosi obiettivi da raggiungere entro il 2020: ridurre i gas ad effetto serra del 20% (o del 30% in caso di accordo internazionale); ridurre i consumi energetici del 20% aumentando l'efficienza energetica; soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo con le energie rinnovabili. Nel 2008 venne approvato il "Pacchetto Clima-Energia", per tradurre in pratica gli obiettivi al 2020, attraverso strumenti legislativi coordinati: la Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (Dir. n. 2009/28/EC); la Direttiva "Emission Trading" (Dir. n. 2009/29/EC); la Direttiva sulla qualità dei carburanti (Dir. n. 2009/30/EC); la Direttiva "Carbon Capture and Storage" CCS (Dir. n. 2009/31/EC); la Decisione "Effort Sharing" (Dec. n. 2009/406/EC); il Regolamento CO2 Auto (Reg. n. 2009/443/EC). Il Consiglio europeo nel 2014 ha approvato altri importanti obiettivi in materia di clima ed energia, con

orizzonte al 2030: -40% emissioni di gas a effetto serra, con obiettivi vincolanti per gli Stati membri (per i settori non-ETS); +27% rinnovabili sui consumi finali di energia, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri; 27% efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

1.1 Politiche regionali e locali

Il 1 marzo 2017 l'Assemblea legislativa ha approvato il nuovo Piano Energetico Regionale (PER), che fissa la strategia e gli obiettivi della Regione Emilia-Romagna per clima e energia fino al 2030 in materia di rafforzamento dell'economia verde, di risparmio ed efficienza energetica, di sviluppo di energie rinnovabili, di interventi su trasporti, ricerca, innovazione e formazione.

In particolare, il Piano fa propri gli obiettivi europei al 2020, 2030 e 2050 in materia di clima ed energia come driver di sviluppo dell'economia regionale. Diventano pertanto strategici per la Regione:

- la riduzione delle emissioni climalteranti del **20% al 2020** e del **40% al 2030** rispetto ai livelli del 1990;
- l'incremento al **20% al 2020** e al **27% al 2030** della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;
- l'incremento dell'efficienza energetica al **20% al 2020** e al **27% al 2030**.

Il PER, nel delineare la strategia regionale, individua due scenari energetici: uno scenario "tendenziale" ed uno scenario "obiettivo". Lo scenario energetico **tendenziale** tiene conto delle politiche europee, nazionali e regionali adottate fino a questo momento, dei risultati raggiunti dalle misure realizzate e dalle tendenze tecnologiche e di mercato considerate consolidate. Si tratta dunque di una prospettiva dove non si tiene conto di nuovi interventi ad alcun livello di governance. Lo scenario **obiettivo** punta invece a traguardare gli obiettivi UE clima-energia del 2030, compreso quello relativo alla riduzione delle emissioni serra, che costituisce l'obiettivo più sfidante tra quelli proposti dall'UE. Questo scenario è supportato dall'introduzione di buone pratiche settoriali nazionali ed europee ritenute praticabili anche in Emilia-Romagna, e rappresenta, alle condizioni attuali, un limite sfidante ma non impossibile da raggiungere.

Rispetto ai suddetti obiettivi, l'UE si trova ad un livello mediamente piuttosto soddisfacente. Secondo i più recenti dati pubblicati da Eurostat, alcuni obiettivi sono già stati raggiunti, come ad esempio quello

sulle emissioni di gas serra, mentre per quelli sulle rinnovabili e il risparmio energetico la traiettoria sembra coerente col target al 2020.

In questo quadro, l'Emilia-Romagna si trova ad un buon livello per quanto riguarda i target del PER sul risparmio energetico e le fonti rinnovabili, mentre per quello sulle emissioni di gas serra l'obiettivo al 2020 risulta più distante. Per l'Emilia-Romagna, il quadro complessivo relativo al livello di raggiungimento degli obiettivi al 2020 e al 2030 è riportato nella tabella che segue.

61

Obiettivo europeo	Monitoraggio		Medio periodo (2020)			Lungo periodo (2030)		
	Dato PER (2014)	Stato attuale (2017)	Target UE 2020	Scenario tendenziale	Scenario obiettivo	Target UE 2030	Scenario tendenziale	Scenario obiettivo
Riduzione delle emissioni serra	-12%	-12%	-20%	-17%	-22%	-40%	-22%	-40%
Risparmio energetico	-23%	-26%	-20%	-31%	-36%	-27%	-30%	-47%
Copertura dei consumi finali con fonti rinnovabili	12%	13%	20%	15%	16%	27%	18%	27%

Raggiungimento degli obiettivi clima-energia per l'Emilia-Romagna al 2020 e al 2030

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Eurostat, Ministero dello Sviluppo Economico, Terna, GSE, Enea, Snam, ARERA, Ispra, Istat

Il principale obiettivo del PER, in linea con la politica europea e nazionale di promozione dell'efficienza energetica, è la riduzione dei consumi energetici e il miglioramento delle prestazioni energetiche nei diversi settori. L'incremento dell'efficienza energetica rappresenta dal punto di vista tecnico, economico e sociale lo strumento più efficace per assicurare la disponibilità di energia a costi ridotti e favorire la riduzione delle emissioni di gas serra. Lo scenario obiettivo si pone il raggiungimento della riduzione dei consumi finali lordi regionali del 47%, da realizzarsi con il contributo di tutti i settori: residenziale, industriale, terziario e agricolo.

I risultati raggiunti al 31 dicembre 2017 sono riportati nella tabella seguente. Come si osserva, nel complesso sono stati ottenuti risparmi per quasi 800 ktep. Riferiti al consumo finale regionale del 2017, questi rappresentano un risparmio medio annuo dell'1,9%; a livello settoriale, il livello medio annuo di efficienza energetica varia tra lo 0,1% nell'agricoltura al 3,4% nell'industria: si tratta di valori in alcuni casi in linea con le ipotesi di risparmio energetico previste nel PER.

Se si osserva l'andamento dei consumi e si considera il livello di risparmio energetico conseguito, emerge che le misure di risparmio energetico hanno sostanzialmente compensato l'incremento potenziale dei consumi (per circa il 96%).

	Consumi 2017* (ktep)	Risparmi conseguiti (triennio 2015-2017) (ktep)	Efficienza energetica raggiunta (triennio 2015-2017)	Efficienza energetica raggiunta (media annua)	Scenario tendenziale	Scenario obiettivo
Industria	4.192	469	10,1%	3,4%	= 2,5%	= 4,0%
Terziario	2.193	69	3,1%	1,0%	= 1,5%	= 3,0%
Residenziale	2.742	203	6,9%	2,3%	= 2,0%	= 3,0%
Trasporti	3.807	52	1,4%	0,5%	= 2,3%	= 3,4%
Agricoltura	364	1	0,3%	0,1%	= 1,0%	= 2,0%
Perdite	137	-	-	-	-	-
Totale	13.494	794	5,6%	1,9%	-	-

Risultati raggiunti sull'efficienza energetica in Emilia-Romagna al 31 dicembre 2017. Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Eurostat, Ministero dello Sviluppo Economico, Terna, GSE, Enea, Snam, ARERA, Ispra, Istat

Osservando l'andamento dei consumi energetici finali, si rileva che per il primo anno dal 2014 (anno base del PER) si sta verificando un effetto di **disaccoppiamento** tra l'andamento economico e i consumi energetici, come auspicato nello stesso PER. A fronte, infatti, di un andamento economico molto simile tra quanto ipotizzato nel PER e quanto effettivamente avvenuto, i consumi stimati nel 2017 risultano in una certa misura contenuti rispetto ad un andamento cosiddetto "tendenziale". Dall'analisi di scomposizione per valutare gli effetti delle misure di efficienza energetica sui consumi energetici rispetto agli effetti strutturali dell'economia regionale emerge infatti che le misure di efficienza energetica hanno compresso la crescita dei consumi correlata all'andamento economico e agli altri fattori espansivi registrati anche negli scorsi anni.

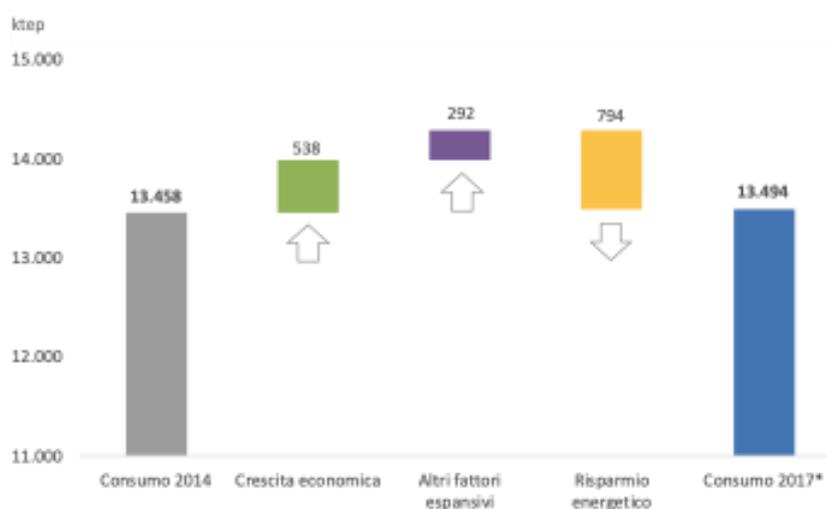


Figura. Impatto sui consumi energetici della crescita economica e dell'efficienza energetica. Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Eurostat, Ministero dello Sviluppo Economico, Terna, GSE, Enea, Snam, ARERA, Ispra, Istat, Prometeia

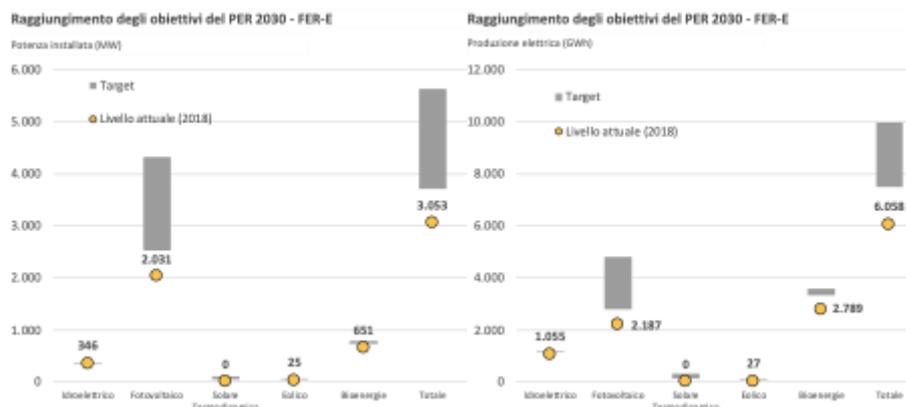
Il secondo obiettivo generale del PER riguarda la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili quale chiave per la transizione energetica verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Gli obiettivi nazionali (burden sharing) ed europei di copertura dei consumi con fonti rinnovabili risultano traguardabili già nello scenario energetico tendenziale, pertanto è necessario incrementare il livello di attenzione su tali fonti per sviluppare non solo quelle disponibili sul territorio regionale, ma quelle più efficaci sotto il profilo degli impatti sull'ambiente e dei costi. Complessivamente, nello scenario obiettivo si ipotizza di raggiungere il 24% di copertura dei consumi finali lordi regionali attraverso fonti rinnovabili (escluse quelle per trasporto). I risultati raggiunti sono riportati nelle figure seguenti.

63

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili per la produzione elettrica, i risultati raggiunti al 31 dicembre 2017 sono riportati nella figura seguente. Di seguito, in sintesi, i principali elementi emersi.

- In termini assoluti lo sforzo maggiore dovrà essere realizzato per lo sviluppo del fotovoltaico, per il quale se gli obiettivi dello scenario tendenziale del PER sono alla portata (2.533 MW, in linea con gli attuali tassi di penetrazione del fotovoltaico in Emilia-Romagna), più lontani appaiono quelli dello scenario obiettivo (4.333 MW).
- La crescita dell'eolico in Emilia-Romagna si scontra con le limitazioni fisiche e ambientali del territorio regionale. Ad oggi sono installati solo 25 MW, e non sono previsti sviluppi particolarmente significativi: nello scenario tendenziale, infatti, si prevedono 51 MW, mentre in quello obiettivo 77 MW. Inoltre, l'attuale disciplina regionale in materia di localizzazione di impianti eolici non favorisce la realizzazione di nuovi impianti, visti i limiti così stringenti legati alla producibilità minima richiesta per le nuove installazioni.
- L'idroelettrico, la prima e per molto tempo la più importante risorsa rinnovabile per la produzione elettrica, nell'ultimo decennio è costantemente cresciuta, per quanto in maniera contenuta, ad un ritmo di circa 4 MW all'anno (ad oggi la potenza installata è pari a 346 MW). Gli obiettivi tendenziali del PER al 2030 sono già stati raggiunti, e anche nello scenario obiettivo non si prevede una crescita sostanziale della potenza installata, arrivando a 350 MW.
- Per quanto riguarda gli impianti alimentati a bioenergie, ad oggi costituite soprattutto da biogas, ad oggi sono installati in Emilia-Romagna 651 MW, un numero in crescita rispetto al dato 2017, quando si è registrato un altro calo, dopo quello del 2015, nella potenza

complessiva installata dopo oltre un decennio di crescita ininterrotta. Gli obiettivi del PER, sia nello scenario tendenziale che in quello obiettivo (peraltro non troppo distanti, essendo il primo a quota 742 MW e il secondo a quota 786 MW), se vengono mantenuti questi livelli di crescita risultano certamente sfidanti.



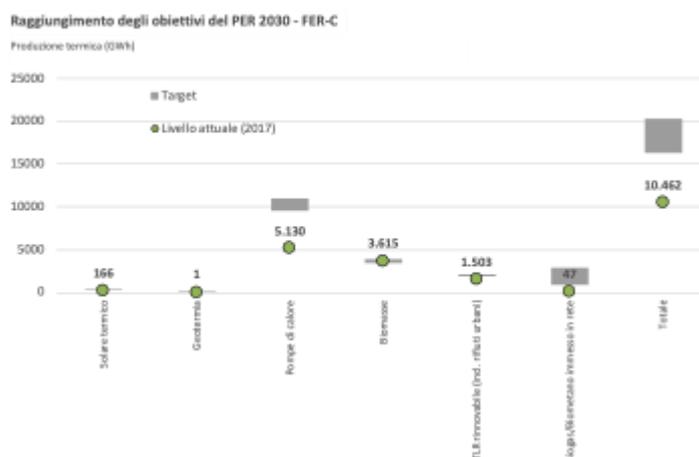
Risultati raggiunti sulle fonti rinnovabili per la produzione elettrica in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna e GSE

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili per la produzione termica, i risultati raggiunti al 31 dicembre 2017 sono riportati nella figura seguente. Di seguito, in sintesi, i principali elementi emersi.

- Le pompe di calore, che rappresentano la tecnologia principale con cui tragguradare gli obiettivi del PER nel settore del riscaldamento e raffrescamento, hanno raggiunto circa la metà del target al 2030; senza adeguate misure di sostegno, difficilmente si riusciranno a raggiungere i livelli richiesti sia dallo scenario tendenziale che da quello obiettivo.
- Le biomasse utilizzate a fini termici hanno già attualmente raggiunto gli obiettivi previsti nello scenario tendenziale ed è verosimile possano raggiungere in tempi relativamente contenuti anche quelli dello scenario obiettivo: su tali impianti, pertanto, sarebbe opportuno attuare politiche volte al contenimento delle emissioni in atmosfera anche attraverso una sostituzione degli impianti meno efficienti tuttora installati in Emilia-Romagna, in coerenza con il Piano Aria Integrato Regionale (PAIR 2020).

- La diffusione delle reti di teleriscaldamento alimentati da fonti rinnovabili sta procedendo in maniera contenuta; nel 2017, il livello di servizio erogato ha visto comunque un significativo incremento rispetto al 2016, quando è risultato particolarmente contenuto, anche in ragione dell'andamento climatico registrato. Sebbene vi sia ancora un tempo ragionevole per promuovere questo tipo di impianti, si rileva che anche in ragione della complessità dei progetti, sia in termini autorizzatori che realizzativi, opportune misure a supporto possano favorire il raggiungimento degli obiettivi al 2030.
- Allo stato attuale, iniziative di produzione e immissione in rete di biometano sono ancora allo stato embrionale (sperimentale). Una volta superate le criticità normative di livello statale, che al momento limitano fortemente lo sviluppo del biometano, sarà possibile svolgere un monitoraggio del settore più compiuto; si ritiene comunque che una volta superati tali ostacoli, gli obiettivi potranno essere raggiunti con relativa facilità, anche grazie alla riconversione degli impianti attualmente alimentati a biogas per i quali sono in fase terminale gli incentivi alla produzione elettrica.
- Marginali rispetto alle altre fonti risultano il solare termico e la geotermia, che si mantengono su livelli ancora contenuti e i cui contributi anche per il 2030 non sono previsti particolarmente rilevanti.



Risultati raggiunti sulle fonti rinnovabili per la produzione termica in Emilia-Romagna al 31 dicembre 2017. Fonte: elaborazioni ART-ER su dati GSE

Per l'attuazione del PER la L.R. 26/2004 e s.m.i. prevede Piani Triennali di Attuazione (PTA).

Il PTA 2017-2019 individua una ricca strumentazione di interventi per contribuire al raggiungimento degli obiettivi indicati nel PER in termini di efficienza energetica, sviluppo delle fonti rinnovabili, ricerca di soluzioni energetiche in linea con lo sviluppo territoriale e l'integrazione delle politiche a scala regionale e locale con quelle a livello nazionale ed europeo.

66

Gli Assi, le Azioni e le risorse finanziarie che si è previsto di mettere in campo nel triennio 2017-2019 ampliano quanto già introdotto nei primi due Piani Triennali di Attuazione del PER.

In particolare, gli Assi individuano le principali azioni strategiche che la Regione intende mettere in campo aggregando le politiche per grandi aree tematiche e per soggetti potenzialmente coinvolti. Si tratta, ancora una volta, di un approccio integrato, che attraverso tutte le Direzioni e gli Assessorati della Regione propone una convergenza delle strategie su questioni destinate ad incidere sulle dinamiche di sviluppo della nostra regione, sui livelli di efficienza energetica e sui cambiamenti nei modelli di approvvigionamento e consumo energetico del territorio.

Gli Assi di intervento regionale che sono stati individuati nel triennio 2017-2019 sono i seguenti:

- Asse 1 - Sviluppo del sistema regionale della ricerca, innovazione e formazione
- Asse 2 - Sviluppo della green economy e dei green jobs
- Asse 3 - Qualificazione delle imprese (industria, terziario e agricoltura)
- Asse 4 - Qualificazione edilizia, urbana e territoriale
- Asse 5 - Sviluppo della mobilità sostenibile
- Asse 6 - Regolamentazione del settore
- Asse 7 - Sostegno del ruolo degli Enti locali
- Asse 8 - Informazione, orientamento e assistenza tecnica

Gli Assi e la Azioni sono il risultato del percorso di analisi e confronto che la Regione ha voluto intraprendere per la costruzione del PTA e di cui è stato dato conto nel PER. Le proposte emerse rappresentano infatti le misure che la Regione ha individuato per andare incontro alle istanze del mondo produttivo, economico, sociale ed ambientale e per lo sviluppo del sistema regionale dell'energia, consapevoli che l'energia giocherà nei prossimi anni un ruolo centrale nelle dinamiche di sviluppo del sistema produttivo e sulla qualità della vita dei nostri cittadini.

L'obiettivo è quindi quello di porre in essere le azioni più appropriate per il nostro territorio al fine di concorrere alla strategia energetica dell'Unione Europea al 2020 e al 2030, contribuendo positivamente allo sviluppo nella nostra regione della green economy come piattaforma centrale per lo sviluppo futuro della nuova industria e della crescita intelligente, sostenibile e inclusiva prevista dalla strategia dell'Unione europea.

Un apporto particolare al raggiungimento degli obiettivi del Piano è costituito dal contributo degli Enti locali, anche nell'ambito della realizzazione dei PAES, e dal coinvolgimento dei diversi territori, in modo da valorizzare le specifiche vocazioni e sviluppare integrazioni fra le diverse fonti energetiche, avendo sempre a riferimento la rilevanza dell'energia come componente dei consumi, come fattore della produzione, come motore della nuova industria e come questione centrale per l'ambiente e per la qualità della vita.

Tabella. Assi previsti dal PTA, con misure realizzate dalla Regione nel periodo di monitoraggio. Le Azioni elencate nel PTA 2017-2019 riferite a ciascun Asse non sono state riprese in quanto si trattava di Azioni indicative, come evidenziato nello stesso PTA. Le misure sotto elencate, in ogni caso, fanno riferimento, per quanto possibile, a tali Azioni indicative (fonte: PTA 2017-2019).

Asse	Misure realizzate
1 Sviluppo del sistema regionale della ricerca, innovazione e formazione	<p>Finanziamento di corsi di formazione (IeFP, ITS, IFTS, formazione continua, master, assegni di ricerca, dottorati di ricerca) legati al tema energia</p> <p>Approvazione, su proposta dei laboratori della Rete Alta Tecnologia regionale, dei progetti strategici su risorse POR FESR 2014-2020</p> <p>Bando per l'approvvigionamento e l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili, sottoprodotti, materiali di scarto e residui e altre materie grezze non alimentari ai fini della bioeconomia (D.G.R. 2376/2016)</p>
2 Sviluppo della green economy e dei green jobs	<p>Fondo Energia (D.G.R. 791/2016 e 1537/2016) per il sostegno a progetti di filiera della green economy e lo sviluppo della finanza agevolata e della garanzia per la green economy</p> <p>Rafforzamento dell'Osservatorio GreenER realizzato da ART-ER tramite il monitoraggio di circa 6.200 imprese green</p>

Asse	Misure realizzate
<p>3 Qualificazione delle imprese (industria, terziario e agricoltura)</p>	<p>Fondo Energia (D.G.R. 791/2016 e 1537/2016) per il sostegno a progetti di efficientamento energetico delle imprese, anche attraverso la costituzione di reti energetiche locali e lo sviluppo dell'Energy Management e la qualificazione energetica e ambientale delle aree produttive</p> <p>Bando diagnosi energetiche (D.G.R. 344/2017) per la copertura a fondo perduto del 50% delle spese sostenute per la realizzazione di diagnosi energetiche o per l'adozione di sistemi di gestione dell'energia ISO 50001</p> <p>Bando per l'incentivazione di progetti volti alla qualificazione e al miglioramento delle strutture sportive regionali, incluso il miglioramento della sostenibilità degli impianti da un punto di vista ambientale ed energetico (D.G.R. 1944/2017)</p> <p>Bando per la riqualificazione energetica degli edifici pubblici delle aziende sanitarie regionali e di infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica dei veicoli aziendali per la realizzazione di misure di miglioramento dell'efficienza energetica negli edifici pubblici e ad incentivare politiche di mobilità elettrica (D.G.R. 856/2019)</p> <p>Istituzione del gruppo di lavoro "energia" tra le Aziende Sanitarie regionali (D.D. 22218/2018)</p> <p>Bando per la realizzazione di impianti pubblici per la produzione di energia da fonti rinnovabili (D.G.R. 6/2017) per il sostegno alla produzione di agro-energie e a progetti di qualificazione energetica delle imprese agricole</p> <p>Bando per la diversificazione delle attività agricole con impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (D.G.R. 1310/2016) per il sostegno alla produzione di agro-energie e a progetti di qualificazione energetica delle imprese agricole</p> <p>Bando per l'approvvigionamento e l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili, sottoprodotti, materiali di scarto e residui e altre materie grezze non alimentari ai fini della bioeconomia (D.G.R. 2376/2016)</p>
<p>4 Qualificazione edilizia, urbana e territoriale</p>	<p>Bando per la realizzazione di interventi per la riqualificazione energetica degli edifici pubblici e dell'edilizia residenziale pubblica (D.G.R. 610/2016, 1978/2017 e 1386/2019) per la qualificazione energetica dell'edilizia e del patrimonio pubblico, lo sviluppo di smart grid e il sostegno alle fonti rinnovabili per la produzione sia elettrica sia termica, in particolare in regime di autoproduzione o in assetto cogenerativo nel rispetto delle misure di salvaguardia ambientale</p> <p>Bando finalizzato a politiche di social housing per il recupero o la costruzione di alloggi di proprietà pubblica (D.G.R. 550/2018 e 1042/2019)</p> <p>Bando per la concessione di contributi a Comuni e loro Unioni per favorire la formazione di Piani Urbanistici Generali (PUG) (D.G.R. 777/2018 e 2044/2018)</p> <p>Sviluppo delle procedure di certificazione energetica degli edifici tramite le attività realizzate da ART-ER</p> <p>Avvio del Catasto Regionale degli Impianti Termici (CRITER)</p>
<p>5 Sviluppo della mobilità sostenibile</p>	<p>Adozione del PRIT 2025 (D.A.L. 214/2019)</p>

Asse	Misure realizzate
	<p>Contributi per la realizzazione dei Piani Urbani della Mobilità Sostenibile - PUMS (D.G.R. 275/2016 recante le “Indicazioni degli elementi minimi per la redazione delle linee di indirizzo dei Piani Urbani della Mobilità Sostenibile - PUMS” e D.G.R. 1939/2016 per la concessione di contributi per la realizzazione di tali linee di indirizzo)</p> <p>Progetti a supporto dello sviluppo della mobilità elettrica (ad es. progetti “Mi Nuovo elettrico” e “Mi Nuovo Mare”)</p> <p>Incentivi a favore dell’acquisto di veicoli privati a basse emissioni inquinanti (D.G.R. 1718/2018 per i veicoli commerciali e D.G.R. 1051/2018 per i veicoli passeggeri)</p> <p>Contributo triennale sul bollo auto per le immatricolazioni di autovetture ecologiche (D.G.R. 602/2018 e 2287/2018)</p> <p>Progetti a supporto dello sviluppo della mobilità ciclabile (D.G.R. 2352/2016 per la realizzazione di piste ciclabili e DGR 821/2018, 1873/2018 e 2272/2018 per la realizzazione di ciclovie di interesse regionale)</p> <p>Rinnovo del parco rotabile su gomma e su ferro</p>
<p>Regolamentazione del settore</p>	<p>Approvazione della L.R. n. 14/2017 che ha aggiornato la L.R. n. 26/2004 e ha favorito semplificazione e coordinamento nella regolamentazione del settore</p> <p>Nuova legge regionale relativa alla disciplina sulla tutela e l’uso del territorio (L.R. 24/2017)</p> <p>Sviluppo della disciplina in materia di requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici (D.G.R. 967/2015 e 1715/2016) per la qualificazione energetica dell’edilizia privata</p>
<p>7</p> <p>Sostegno del ruolo degli Enti locali</p>	<p>Bando per la realizzazione di interventi per la riqualificazione energetica degli edifici pubblici e dell’edilizia residenziale pubblica (D.G.R. 610/2016, 1978/2017 e 1386/2019) per il sostegno all’attuazione dei PAES/PAESC</p> <p>Bando per sostenere l’adesione dei Comuni al Patto dei Sindaci per l’Energia e il Clima (Nuovo Patto dei Sindaci) e la redazione del PAESC (D.G.R. 2297/2018, 379/2019 e 1315/2019)</p> <p>Supporto ai Comuni per l’adesione, l’attuazione e il monitoraggio dei PAES/PAESC (si veda il capitolo 8.3)</p>
<p>8</p> <p>Partecipazione, informazione, orientamento e assistenza tecnica</p>	<p>Costituzione e avvio del Comitato Tecnico-Scientifico del PER (determinazione 1227/2018)</p> <p>Costituzione e avvio del Tavolo di Monitoraggio del PER (determinazione 1228/2018)</p> <p>Gestione del Piano attraverso l’attività continuativa realizzata da ART-ER</p> <p>Aggiornamento del Sistema Informativo Energetico Regionale e sviluppo dell’Osservatorio regionale dell’energia attraverso le attività realizzate da ARPAE in collaborazione con ART-ER</p> <p>Monitoraggio e valutazione degli interventi attraverso le attività realizzate da ART-ER</p>

Nell'ambito delle attività di monitoraggio del PER previste dalla L.R. 26/2004, due misure di particolare rilevanza sono contenute nel PTA 2017-2019:

- la stabilizzazione del **Comitato Tecnico-Scientifico (CTS)** istituito nell'ambito del percorso di redazione del PER;
- l'istituzione di uno specifico **tavolo per il monitoraggio** delle azioni e dei risultati del Piano.

70

Il ruolo del **Comitato Tecnico-Scientifico**, in maniera sinergica con l'area di integrazione tra i diversi Assessorati e Direzioni Regionali (c.d. "area di integrazione Kyoto"), è quello di un tavolo permanente con funzione consultiva, di verifica di efficacia delle raccomandazioni, trasferimento di conoscenze. Il CTS, inoltre, deve supportare e favorire anche lo scambio continuo con il partenariato economico-sociale per sviluppare azioni diffuse sul territorio, cogliendo anche le opportunità offerte dai progetti europei, mentre prosegue l'impegno per accordi e protocolli di collaborazione con associazioni del settore e i principali referenti nazionali (Terna, ENEL, RSE, ecc.).

Nell'ambito dell'assistenza tecnica, è stato inoltre istituito uno specifico **tavolo per il monitoraggio** delle azioni e dei risultati del Piano, coinvolgendo i principali portatori di interesse quali, ad esempio, le associazioni di categoria, i Professionisti e gli Ordini Professionali, le parti sociali e le associazioni ambientaliste. Il Tavolo di monitoraggio, secondo le prerogative che gli sono state assegnate, è previsto che abbia una cadenza annuale e che tenga conto dei risultati raggiunti dalle altre pianificazioni regionali che concorrono alla strategia energetica regionale.

Tabella. Singole misure realizzate dalla Regione per l'attuazione della strategia energetica regionale, con i relativi riferimenti normativi e i risultati raggiunti: **si tratta, nel complesso, di oltre 440 milioni di euro di fondi pubblici investiti in questi ultimi anni per sostenere la transizione verso un'economia a più basse emissioni di carbonio.**

Settore	Risorse disponibili (mln.€)	Soggetti PUBBLICI finanziati*	Soggetti PRIVATI finanziati*
Formazione	40,1	-	282
Ricerca	55,6	150	139
Agricoltura	16,4	12	63
Industria	37,5	-	338
Terziario e P.A.	74,0	456	-
Rigenerazione urbana e territoriale	12,5	136	-
Trasporti (mobilità ciclabile)	18,3	41	-
Trasporti (mobilità elettrica)	0,2	8	-
Trasporti (mobilità privata)	11,9	-	6.129
Trasporti (pianificazione)	0,4	12	-
Trasporti (TPL)	174,1	5	1
TOTALE	441,0	820	6.952

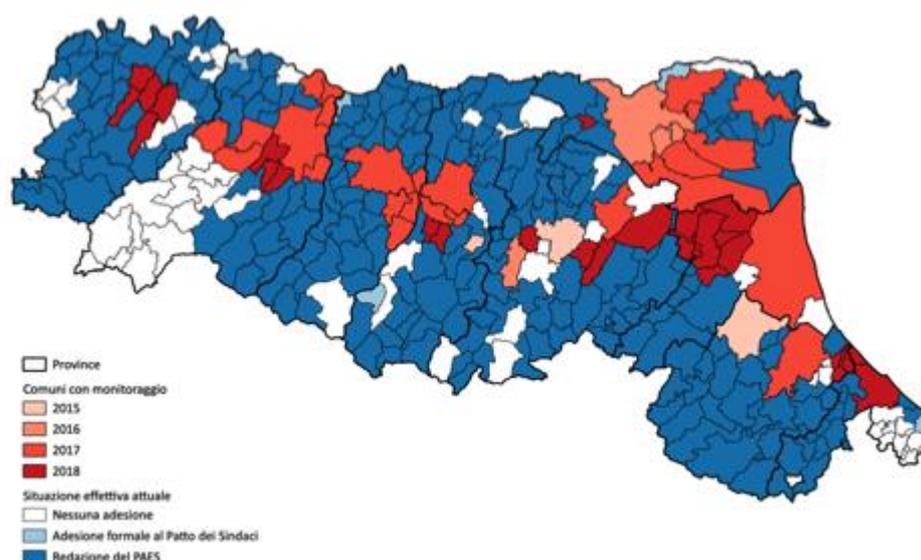
* Sono esclusi i soggetti finanziati dalle misure in corso alla data di elaborazione del presente Rapporto

A scala locale, la Regione Emilia-Romagna ha riconosciuto nel Patto dei Sindaci uno strumento fondamentale; perciò dal 2012 la Regione ha avviato attività di promozione del Patto sul proprio territorio con diversi contributi ai Comuni per l'elaborazione dei Piani d'azione per l'energia sostenibile (PAES), considerandoli come strumenti attuativi delle politiche regionali.

Per quanto riguarda l'adesione dei Comuni emiliano-romagnoli al Patto dei Sindaci, la Regione è intervenuta più volte nel sostenere questo percorso:

- Manifestazione di interesse per il Patto dei Sindaci (D.G.R. 732/2012): per promuovere l'adesione dei Comuni al Patto dei Sindaci, la Regione ha sostenuto attraverso un contributo finanziario la redazione dei Piani di azione per l'energia sostenibile (PAES) dei Comuni: sono state ammesse a contributo 39 forme associative (224 Comuni), per un contributo concesso totale di circa 845 mila euro.
- Bandi per l'adesione del 100% dei Comuni emiliano-romagnoli al Patto dei Sindaci (D.G.R. 903/2013 e 142/2014): al fine di promuovere l'adesione del 100% dei Comuni emiliano-romagnoli al Patto dei Sindaci, sono stati realizzati ulteriori due bandi rivolti ai Comuni che non hanno approvato il PAES e che non hanno partecipato alla manifestazione di interesse di cui alla D.G.R. 732/2012, o che pur avendo partecipato non hanno avuto accesso ai relativi contributi.

I risultati dei bandi sopra riportati sono riportati nella seguente figura.



Comuni in Emilia-Romagna aderenti al Patto dei Sindaci. Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Regione Emilia-Romagna.

Nel 2019, inoltre, con la pubblicazione del bando per l'erogazione di contributi ai Comuni per la redazione del Piano di azione per l'Energia sostenibile e il Clima (PAESC), la Regione Emilia-Romagna ha inteso promuovere l'ulteriore impegno dei Comuni verso l'iniziativa europea volta ad integrare la lotta al cambiamento climatico, mitigazione e adattamento (D.G.R. 2297/2018, 379/2019 e 1315/2019). In particolare, il bando prevede il sostegno finanziario al processo di redazione del Piano d'Azione per il Clima e l'Energia Sostenibile (PAESC) con cui i firmatari, a seguito dell'adesione al nuovo Patto dei Sindaci, traducono in azioni e misure concrete gli obiettivi di riduzione del 40% di gas serra con orizzonte temporale al 2030 e di crescita della resilienza dei territori adattandosi agli effetti del cambiamento climatico. Sulla base della graduatoria approvata con Determinazione Dirigenziale n. 14845/2019, sono stati concessi contributi a 49 domande, presentate da 29 Comuni singoli e da 20 Unioni di Comuni: in totale, si tratta di **162 Comuni** per una popolazione di **quasi 3 milioni di abitanti**, pari a 66% della popolazione regionale.

3 Riferimenti bibliografici e sitografici principali

- ANCI, 2018. *Patto dei Sindaci* – www.anci.it. Disponibile su: <http://www.anci.it/tag/patto-dei-sindaci/> (visitato: 9 settembre 2019).
- ARPAE, 2019. *Dati ARPAE, Osservatorio Regionale Energia dell'Emilia-Romagna*. Disponibile su: https://www.arpae.it/dettaglio_generale.asp?id=3778&idlivello=2031.
- Bonazzi E., Cagnoli P., 2019. *Proposta metodologica di verifica del disaccoppiamento*. *Rivista Ecoscienza di Arpae*. Disponibile su: https://www.arpae.it/dettaglio_documento.asp?id=7623&idlivello=1171, visitato: 9 settembre 2019.
- ENI, 2019. *Eni: impresa dell'energia*. Disponibile su: https://www.eni.com/it_IT/home.page#, visitato: 9 settembre 2019.
- Art-Er, 2019. *Ervet Emilia-Romagna Valorizzazione Economica del territorio*. Disponibile su: <http://www.ervet.it>; visitato: 9 settembre 2019.
- GSE, 2016. *Rapporto statistico, Solare fotovoltaico in Italia. Anno 2016*. Disponibile su: [https://www.gse.it/documenti_site/Documenti/GSE/Rapporti statistici/Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2017.pdf#page=33&zoom=100,0,94](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti/GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202017.pdf#page=33&zoom=100,0,94) (visitato: 6 Settembre 2019).
- GSE, 2017. *Rapporto statistico, Solare fotovoltaico in Italia. Anno 2017*. Disponibile su: [https://www.gse.it/documenti_site/Documenti/GSE/Rapporti statistici/Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2017.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti/GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202017.pdf) (visitato: 6 Settembre 2019).
- GSE, 2016. *Rapporto statistico. Energia da fonti rinnovabili in Italia. Anno 2016*. Disponibile su: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche> (visitato: 6 Settembre 2019).
- GSE, 2017. *Rapporto statistico. Energia da fonti rinnovabili in Italia. Anno 2017*. Disponibile su: [https://www.gse.it/documenti_site/Documenti/GSE/Rapporti statistici/Rapporto Statistico FER 2017.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti/GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20FER%202017.pdf); visitato: 6 Settembre 2019.
- GSE Atlasole (2017) *GSE Atlasole - Atlante WebGis degli impianti fotovoltaici, Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.* Disponibile su: <http://atlasole.gse.it/atlasole/> (visitato: 6 Settembre 2019).
- ISTAT, 2018. *Dati statistici per l'ambiente e l'energia*. Disponibile su: <https://www.istat.it/it/ambiente-ed-energia>; visitato: 9 settembre 2019.
- MISE, 2018. *Produzione di gas naturale distinta per regione/zona marina*. Disponibile su: <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it>; visitato: 6 Settembre 2019.
- MISE, 2019. *Consumi petroliferi*. Disponibile su: https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php; visitato: 9 settembre 2019.
- OCSE, 2002. *Sustainable development: Indicators to measure decoupling of environmental pressure from economic growth*. Disponibile su: [http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?doclanguage=en&cote=sg/sd\(2002\)1/final](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?doclanguage=en&cote=sg/sd(2002)1/final) (visitato: 9 settembre 2019).
- OCSE, 2004. *Measuring Sustainable Development : Integrated Economic, Environmental and Social Frameworks*. OECD Publishing.
- RER, 2017. *Servizio Regionale Geotermia, Geologia, Sismica e Suoli, Regione Emilia-Romagna Servizio Geologico Sismico e dei Suoli*. Disponibile su: <http://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it/geologia/geologia/geotermia>; visitato: 6 Settembre 2019.
- SNAM, 2019. *Consumi energetici*. Disponibile su: http://www.snam.it/it/sostenibilita/agire_per_ambiente/consumi_energetici.html; visitato: 9 settembre 2019.
- TERNA, 2018. *Linee elettriche e territorio*. Disponibile su: <https://www.terna.it/it/sostenibilita/ambiente/linee-elettriche-territorio>; visitato: 9 settembre 2019.
- TERNA, 2018. *Dati Statistici*. Disponibile su: <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisoni/datistatistici.aspx>; visitato: 24 August 2018.
- TERNA, 2018. *Statistiche regionali per l'Emilia-Romagna, TERNA statistiche nazionali e regionali 2017*. Disponibile su: <https://download.terna.it/terna/0000/1189/14.PDF#page=97>; visitato: 6 Settembre 2019.
- UNEP, 2009. Disponibile su: <https://www.unenvironment.org>; visitato: 9 settembre 2019.
- UNEP, 2011. *Decoupling Natural Resource Use and Environmental Impacts from Economic Growth (2011)*. Disponibile su: <https://www.resourcepanel.org/reports/decoupling-natural-resource-use-and-environmental-impacts-economic-growth>; visitato: 9

4 Glossario dei principali termini tecnici utilizzati

- **Bilancio energetico.** Strumento contabile che rappresenta i flussi energetici (produzione, importazione, esportazione, acquisto, vendita, trasporto, trasformazione, utilizzazione) di un certo impianto o territorio in un dato periodo di tempo. Normalmente, i bilanci riportano le quantità di energia necessarie per il fabbisogno energetico espresse in quantità equivalenti di un solo tipo di energia primaria, in generale il petrolio (tonnellate equivalenti di petrolio, ktep).
- **Biocarburanti.** Carburanti organici in grado di sostituire la benzina e il diesel. Sono carburanti estratti dalle agroenergie.
- **Biomasse.** Frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani. In particolare i bioliquidi sono combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa. Il biogas riguarda i gas derivanti da processi di decomposizione di materiale organico (ad esempio frazione umida dei rifiuti solidi urbani) che, opportunamente trattati, possono essere utilizzati come combustibile per impianti di generazione termica o elettrica.
- **Ciclo combinato.** È una tecnologia avanzata per la produzione di energia elettrica da combustibili in forma gassosa che si basa sull'utilizzo di una o più turbine a gas (turbogas) associate ad una turbina a vapore. Il calore dei fumi allo scarico della turbina a gas viene sfruttato in un generatore di vapore a recupero nel quale si produce il vapore poi utilizzato nella turbina a vapore. Le centrali a ciclo combinato permettono un uso particolarmente efficiente del combustibile e, nello stesso tempo, consentono un limitato impatto ambientale in termini di emissioni inquinanti. Qualora il calore in uscita dal ciclo combinato venga ulteriormente impiegato in un processo industriale sotto forma di vapore tecnologico, si ha cogenerazione.
- **Cogenerazione.** Produzione congiunta in uno stesso impianto di energia elettrica e di calore per usi tecnologici o per teleriscaldamento.
- **Consumi finali di energia** (o impieghi finali). Quantità di energia consumata negli usi finali. Nel caso dei consumi finali di energia elettrica questi sono pari alla somma dell'energia elettrica fatturata dagli esercenti e di quella autoconsumata dagli autoproduttori.
- **Consumo finale lordo di energia.** Totale dei prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione.
- **Consumo interno lordo di energia elettrica.** Somma della produzione lorda di energia elettrica e del saldo degli scambi con l'estero.
- **Efficienza energetica.** Rapporto tra quanto ottenuto in termini di prodotti e servizi e l'energia impiegata allo scopo. Servizi energetici possono includere usi finali nel settore civile, come illuminazione, refrigerazione, riscaldamento; processi industriali e trasporti. A differenza del risparmio energetico, che implica qualche riduzione del livello dei servizi, l'efficienza energetica fornisce risparmio di energia senza riduzione della qualità/quantità dei servizi. Maggiore efficienza energetica può essere conseguita mediante tecnologie, componenti e sistemi più o meno complessi.
- **Energia da fonti rinnovabili.** Energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.
- **Energia geotermica.** Energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre.
- **Fonti energetiche primarie.** Prodotti energetici allo stato naturale: carbone fossile, lignite picea e xiloidi, petrolio greggio, gas naturale, energia idraulica, energia geotermica, combustibili nucleari.

- **Fonti energetiche rinnovabili.** Fonti dotate di un potenziale energetico che si rinnova continuamente. Sono considerati impianti alimentati da fonti rinnovabili quelli che per produrre energia elettrica utilizzano il sole, il vento, l'acqua, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di biomasse.
- **Gas serra.** Sostanze inquinanti presenti nell'atmosfera che tendono a bloccare l'emissione di calore dalla superficie terrestre. La loro concentrazione crescente nell'atmosfera produce un effetto di riscaldamento della superficie terrestre e della parte più bassa dell'atmosfera. Qualora l'accumulazione progressiva e accelerante di questi gas continui incontrollata, secondo molti scienziati è probabile che si determini una tendenza al surriscaldamento della superficie terrestre e alla modificazione del clima.
- **Intensità energetica.** Rapporto tra Consumo Interno Lordo (di energia) e Prodotto Interno lordo (CIL/PIL). L'intensità energetica è un indicatore approssimato dell'efficienza energetica di un'economia e mette in rapporto quantità di energia consumata e livello di produzione economica, quest'ultimo rappresentato dal PIL. Per facilitare i confronti nel tempo, il PIL è usualmente indicato a prezzi costanti per rimuovere gli effetti dell'inflazione; per facilitare il confronto tra economie, il PIL è calcolato usando le parità del potere di acquisto anziché i tassi di cambio tra valute di mercato. Normalmente l'intensità energetica è identificata con energia consumata/valore aggiunto ma ci sono settori dove questo non è l'indicatore: nei trasporti l'energia è commisurata ai passeggeri o merci trasportate, per le famiglie non si usa il valore aggiunto ma altri indicatori relativi ai servizi energetici.
- **Ossidi di azoto (NOx).** Agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l'azoto libero, che costituisce circa l'80 per cento dell'atmosfera, si combina con l'ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, contribuiscono maggiormente all'inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO₂). Il contributo maggiore all'inquinamento da ossidi di azoto (NOx) proviene dai trasporti stradali, dalla combustione di combustibili fossili e dall'attività industriale.
- **Potenza efficiente** (di un impianto di generazione). Massima potenza elettrica erogabile per una durata di funzionamento uguale o superiore a 4 ore e per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici di un impianto; è netta se misurata all'uscita dello stesso, al netto cioè della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori della centrale.
- **Potere calorifico** (superiore ed inferiore). Quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di peso o di volume di combustibile. A seconda che il calore latente del vapore d'acqua contenuto nei fumi della combustione sia utilizzato o meno a fini energetici, si ha, rispettivamente, il potere calorifico superiore (PCS) o il potere calorifico inferiore (PCI).
- **Producibilità da apporti naturali** (di un impianto idroelettrico in un determinato periodo). Quantità massima che gli apporti naturali nel periodo considerato permetterebbero all'impianto di produrre o invasare, supponendo l'utilizzazione completa di detti apporti e tutte le parti dell'impianto interamente di efficienza. La producibilità può essere lorda o netta in modo analogo alla produzione.
- **Produzione lorda di energia elettrica.** Somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.
- **Produzione netta di energia elettrica.** Somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dalle centrali di generazione elettrica, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).
- **Reti energetiche di trasporto e distribuzione.** Insieme di condotte, di impianti e di altre installazioni anche tra di loro interconnesse per trasmettere e distribuire agli utenti diversi tipi di energia o di vettori energetici (elettricità, acqua calda per il teleriscaldamento, greggio e prodotti petroliferi, gas naturale).
- **Sistema elettrico.** Il sistema elettrico nazionale è articolato in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. L'energia elettrica come la conosciamo non esiste in natura e bisogna, quindi, produrla. Produrre energia vuol dire trasformare in "elettricità" l'energia ricavata da fonti primarie. Questa trasformazione avviene nelle centrali elettriche. La trasmissione di energia elettrica ad alta tensione (380 kV - 220 kV - 150 kV) è la funzione che svolge Terna. Trasmettere energia vuol dire trasferire l'energia prodotta dai centri di produzione alle zone di consumo. Perché ciò avvenga occorrono linee, stazioni elettriche e di trasformazione, cioè gli elementi che compongono la Rete di trasmissione un insieme di oltre 63.000 km di linee possedute e gestite da Terna. Terna gestisce in sicurezza la rete di trasmissione nazionale e i flussi di energia elettrica necessari all'Italia attraverso il dispacciamento, bilanciando, cioè, l'offerta e la domanda di energia 365 giorni l'anno, 24 ore al giorno. L'ultima fase che conclude la filiera del sistema elettrico nazionale è rappresentata dalla distribuzione, cioè la consegna di elettricità in media e bassa tensione agli utenti.

- **Usi finali di energia.** Impieghi ai quali è destinata l'energia consegnata agli utilizzatori dopo le trasformazioni operate dal settore energetico. La classificazione tradizionale delle utenze in base alla tipologia d'impiego è la seguente: usi civili, usi industriali, usi per trazione. Nell'ambito di questa classificazione la domanda di energia può essere distinta in relazione agli usi finali (calore, illuminazione, movimento meccanico, elettrochimica, ecc.) o per forma energetica (energia meccanica, energia elettrica, energia termica).
- **Teleriscaldamento o Teleraffrescamento.** Distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da una fonte centrale di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi o di processi di lavorazione.
- **Tonnellate equivalenti di petrolio (tep).** Unità di misura dell'energia riferita alla quantità d'energia liberata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo. 1 tep equivale a circa 42 miliardi di Joule.
- **Trasmissione dell'energia elettrica.** Trasporto dell'energia elettrica sulla rete interconnessa, in alta tensione, al fine di ridurre le perdite di rete.