



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE

**DIPARTIMENTO DI SCIENZE DELLA VITA E  
DELL'AMBIENTE**

**Corso di Laurea Magistrale**

**Rischio Ambientale e Protezione Civile**

**VALUTAZIONE AMBIENTALE DI PIANI ENERGETICI**

**ENVIRONMENTAL ASSESSMENT OF ENERGY PLANS**

Tesi di Laurea Magistrale di:

Petrolati Gianluca

Relatore Chiar.mo Prof.

Falconi Marco

Correlatori:

Beolchini Francesca

Amato Alessia

Sessione \_\_\_\_\_

Anno Accademico \_\_\_\_\_

## INDICE

1. SITUAZIONE ENERGETICA GENERALE, CONVERSIONE DA NON RINNOVABILE A RINNOVABILE
  - 1.1 Introduzione - Situazione mondiale
  - 1.2 Situazione Europea
  - 1.3 Situazione Nazionale
  - 1.4 Situazione Regionale – il *Piano Energetico Ambientale Regionale*
  
2. PROBLEMATICHE DELLA QUANTIFICAZIONE DELLA RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI GRAZIE ALL'IMPIEGO DI FER, POSSIBILI MODELLI E METODI RIPORTATI NELLA LETTERATURA
  - 2.1 - Elaborazione e modellizzazione dati
  - 2.2 - Principali modelli e metodi riportati in letteratura – Stato dell'arte
  
3. MATERIALI E METODI
  - 3.1 AVERT
  - 3.2 GABI
  
4. ANALISI DELL'IMPATTO AMBIENTALE
  - 4.1 Descrizione dell'area geografica scelta per lo studio
  - 4.2 Obiettivo e Scopo
  - 4.3 Descrizione degli scenari
  - 4.4 Analisi dell'inventario
  - 4.5 Analisi degli impatti: la *Carbon Footprint*
  - 4.6 Interpretazione dei risultati

## 5. CONCLUSIONI

## 6. APPENDICE:

    Criteri per il computo e l'assegnazione degli obiettivi regionali per la  
    regione Marche nell'ambito del *Burden Sharing*

## 7. BIBLIOGRAFIA

## 8. SITOGRAFIA

## 9. NORMATIVE

## Capitolo Primo

# SITUAZIONE ENERGETICA GENERALE, CONVERSIONE DA NON-RINNOVABILE A RINNOVABILE

### *1.1. Introduzione: situazione mondiale*

Molte attività umane in ogni ambito e settore produttivo, che sia domestico, agricolo, industriale, civile o meno etc., richiedono, per favorire e rendere possibili processi di manipolazione, organizzazione, trasformazione della materia - ed, in generale, per aumentare l'ordine (entropia) di sistemi complessi - una certa quota di energia, con conseguente consumo di fonti energetiche primarie, prelevate, in genere, dall'ambiente esterno.

Attualmente, nel mondo, si produce energia principalmente da fonti fossili, dette anche fonti "non-rinnovabili". I cosiddetti combustibili fossili, ovvero carbone, petrolio e derivati, gas naturale (molto spesso denominato "metano", anche se in realtà è composto da metano e altri gas), sono stati utilizzati per il soddisfacimento di circa l'80% della richiesta energetica mondiale nel 2017 (International Energy Agency, 2019). Questo massiccio utilizzo comporta un elevato tasso di emissione di gas inquinanti, in particolare, i cosiddetti "gas ad effetto serra" (*GHG – GreenHouse Gases*). Questi gas sono in grado di filtrare le radiazioni infrarosse - che si generano dalla riflessione della radiazione solare incidente ad opera della superficie terrestre - assorbendole e poi re-irradiandole nell'atmosfera e verso la superficie, facendone aumentare la temperatura (Mitchell, 1989). Tra i GHG, oltre all'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), che risulta uno dei più studiati su vasta scala, vi sono anche altre molecole in grado di influenzare il clima terrestre, tra cui il vapore acqueo, il Metano, il Protossido di Azoto, l'Ozono ed i Cloro Fluoro Carburi (CFC) (Mitchell, 1989).

La CO<sub>2</sub> (insieme al vapore acqueo, anche se meno rilevante) rappresenta uno dei prodotti dei processi di combustione che avvengono in presenza di ossigeno, e la

sua immissione in atmosfera, soprattutto negli ultimi secoli, è risultata essere sempre più associata all'attività antropica, come ad es. la produzione di energia termica ed elettrica, che viene poi utilizzata nei settori domestico, civile, industriale, etc. Da qui deriva la stretta correlazione tra utilizzo di combustibili fossili, attività umane e produzione di CO<sub>2</sub>.

A partire dalla Rivoluzione Industriale si è cominciato ad osservare gli effetti dell'uso su vasta scala del carbone, in seguito indagati con strumenti e conoscenze sempre più avanzati, che hanno permesso l'identificazione delle principali implicazioni sul clima terrestre ed i suoi complessi e delicati equilibri. Secondo l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici, il riscaldamento globale, legato all'immissione in atmosfera dei GHG, rappresenta una seria minaccia ambientale, economica e sociale. Questo fenomeno è un fatto ormai inequivocabile, testimoniato da una serie di osservazioni tra cui:

- ✚ L'aumento della temperatura atmosferica superficiale di 0.85 [0.65-1.06] °C nel periodo 1880-2012; nell'emisfero settentrionale, il periodo 1983-2012 è stato probabilmente il trentennio più caldo degli ultimi 1400 anni;
- ✚ Il riscaldamento degli oceani, maggiore vicino alla superficie;
- ✚ La diminuzione della massa delle calotte glaciali in Groenlandia e in Antartide, soprattutto tra 2002 e 2011, e il continuo ritirarsi dei ghiacciai in tutto il mondo;
- ✚ L'innalzamento del livello del mare (a cui ha contribuito il fenomeno descritto nel punto precedente) con un tasso che dalla metà del XIX secolo è stato maggiore di quello medio dei 2000 anni precedenti; tra il 1901 e il 2010, il livello globale medio del mare è cresciuto di 0,19 [0,17-0,21] m (IPCC, 2014).

Data la criticità della tematica, ed i sempre più evidenti effetti a livello globale, nel 1992, su iniziativa dell'ONU, viene redatta la "Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici" - UNFCCC, firmata da più di 150 nazioni nel mondo; questa è stata una pietra miliare nella adozione di politiche in difesa del clima che, da allora, si cerca di implementare in modo sempre più

specifico e vincolante, tenendo anche conto dei cambiamenti del contesto mondiale e dell'acquisizione di nuovi dati e conoscenze scientifiche.

In linea con l'accordo quadro, vengono periodicamente organizzati, tra i paesi che vi hanno aderito, dei summit, detti Conferenze delle Parti (*Conferences Of Parts – COP*) e, nel 1997, è stato introdotto il Protocollo di Kyoto (COP-3), un accordo internazionale che vincola le parti alla graduale riduzione dell'emissione dei GHG, rispetto ai livelli dei decenni precedenti.

L'ultima COP di un certo rilievo - la COP21 - si è tenuta a Parigi dal 30 novembre al 12 dicembre 2015, e ha visto la partecipazione di 195 Paesi. In questa sede, si è dato come obiettivo il contenimento del fenomeno del riscaldamento globale, tramite la definizione di un programma di azione concreto e mirato. I Paesi partecipanti, responsabili di oltre il 90% delle emissioni totali, hanno definito i loro obiettivi di riduzione dei GHG; tra questi ci sono: l'UE, che ha programmato di ridurre le emissioni almeno del 40%, rispetto ai livelli del 1990, entro il 2030; gli Stati Uniti, con un target medio di riduzione del 26-28% entro il 2025 rispetto al 2005; la Cina, che si è impegnata a raggiungere il picco massimo di emissioni entro il 2030, per poi fermarne l'aumento.

Tali obiettivi sono stati poi revisionati negli ultimi anni, in quanto, secondo le analisi dell'ONU, non sarebbero sufficienti a contenere l'aumento della temperatura media del pianeta entro i 2°C rispetto ai livelli pre-industriali (Pollin, E.,2016). Globalmente, con la COP21, si è mirato a rendere meno drastiche le conseguenze dell'aumento delle temperature medie globali, cercando di non oltrepassare la soglia di non ritorno, identificata nei possibili scenari elaborati dall'IPCC (Pollin, E.,2016). Il maggiore successo della Conferenza resta l'aver incluso nell'accordo, per la prima volta in più di 20 anni di vertici, tutti i maggiori responsabili delle emissioni di gas serra mondiali: Cina, Stati Uniti, India, UE, Russia (Pollin, E., 2016) – Fig. 1.1.

Gli Stati Uniti, tuttavia, nel 2019, pur ribadendo il loro impegno nel ridurre le emissioni, si sono formalmente ritirati dall'accordo.

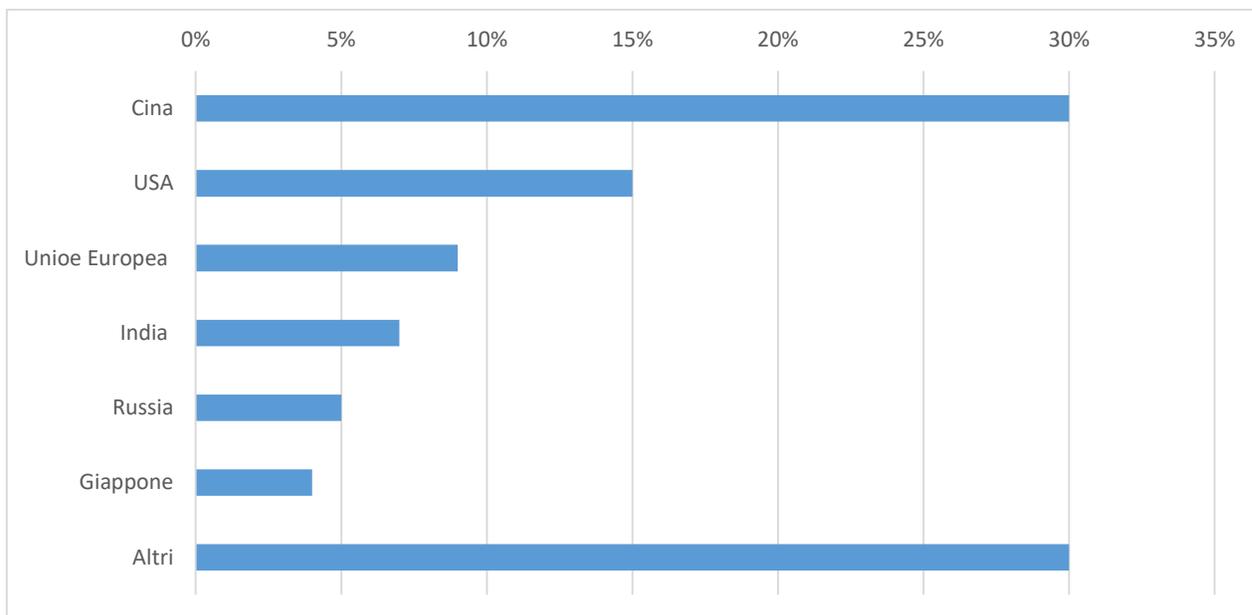


Fig. 1.1. Contributi percentuali alle emissioni mondiali di gas serra (adattato da *US EPA*).

Interessante è lo studio dell'andamento della produzione mondiale di *GHG*, individuando le regioni e i settori più critici su cui agire per ridurre gli impatti. A questo proposito, i grafici che seguono sono tratti dal rapporto *World Energy Balances 2019*, dell'*International Energy Agency (IEA)*. Essi mostrano i Consumi Finali Totali (TFC) di materie prime nelle principali regioni mondiali, sia in forma aggregata (Fig. 1.2*b*), che per singolo settore (Fig. 1.2*c*), comparati con le emissioni globali di  $\text{CO}_2$  nel periodo 1990-2017, che risulta quello di maggiore variazione dei consumi globali (Fig. 1.2*a*).

Dalla fig. 1.2a e b, si evince come, a livello globale, le emissioni di CO<sub>2</sub>, sebbene con un ritmo minore rispetto al passato, continuano ad aumentare, con un particolare incremento nel primo decennio del XXI secolo. Questo fenomeno riconosce varie motivazioni, tra cui, ragionevolmente, come suggerito dal confronto tra i due grafici, la crescita del settore industriale in Cina a partire dai primi anni 2000, principale settore di impiego del carbone, e tra i maggiori responsabili delle emissioni di gas serra. (<https://www.iea.org/statistics/>). Da un'analisi più approfondita della IEA, per favorire l'incremento nell'uso delle cosiddette fonti di energia rinnovabile (FER o RE) – che presentano impatti ambientali ridotti, sia in termini di consumo di risorse, che di alterazione degli equilibri ecologici e climatici – le macro-aree, o i macro-settori con il maggior margine di miglioramento sono quello della produzione termica e quello dei trasporti, senza comunque trascurare quello elettrico.

In questo contesto, i dati esposti dalla IEA nel report *Renewables 2018 – Analysis and Forecasts to 2023*, indicano che, nel 2017, il consumo globale di FER è aumentato del 5% su base annua (fig. 1.3). Le bioenergie, intese come biomassa usata per la produzione di energia elettrica, per le applicazioni industriali e per la produzione di biocarburanti per i trasporti, si sono confermate come il fattore di maggior peso verso una transizione ad un sistema energetico sostenibile (50% dei consumi totali di FER); ciò a causa del loro largo uso nei settori della produzione di energia termica e/o elettrica, e dei trasporti.

Nel 2017, le FER hanno prodotto il 24% del consumo mondiale di elettricità. D'altra parte, nei settori termico e dei trasporti, che insieme rappresentano più dell'80% del consumo mondiale di energia, il contributo delle FER rimane ancora troppo basso (rispettivamente il 10% e il 3% - Fig. 1.3), evidenziando la necessità di politiche più attente in questi settori, più difficili da decarbonizzare.

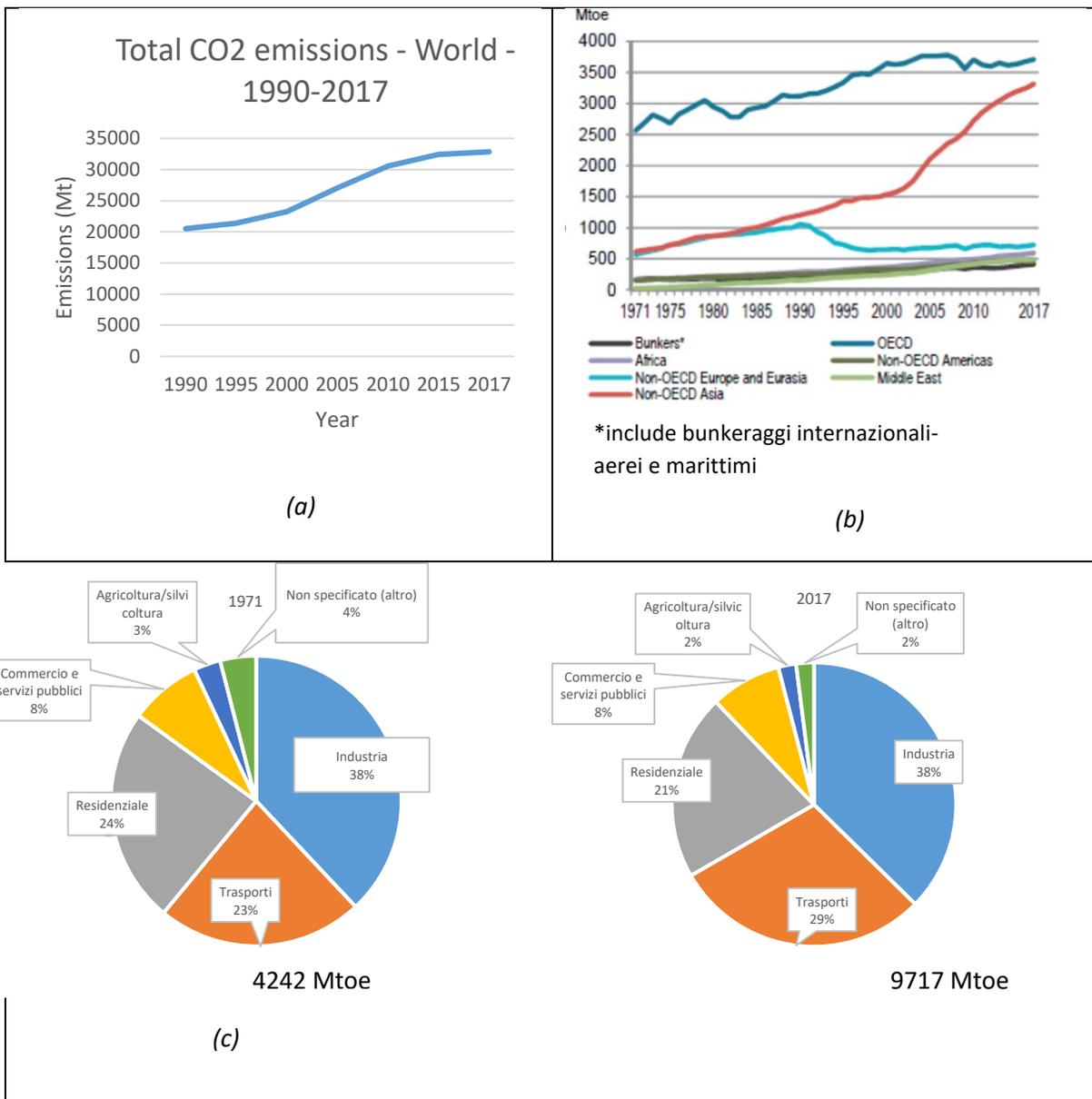
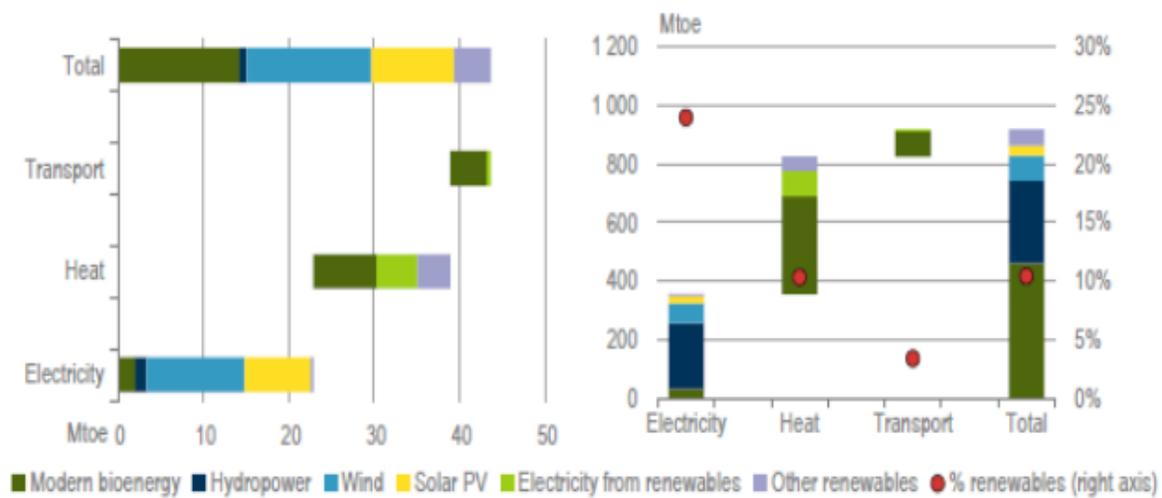


Fig.1.2. Emissioni totali mondiali di CO<sub>2</sub> nel periodo 1990-2017 (a); Consumi Finali Totali mondiali (TFC) di materie prime\* per regione\*\* (b); Consumi Finali Totali (TFC) di materie prime per singolo settore nel periodo 1971 – 2017 (c). (IEA, “World Energy Balances, 2019”; *World energy balances: overview*, 2019).

\*includono gli utilizzi non energetici; \*\*la regione “Non-OECD Asia” comprende anche la Cina (P.R.C.)



Note: Mtoe = milioni di tonnellate di petrolio equivalente; RES = energie rinnovabili – includono bioenergie moderne (biomasse, bioliquidi e biogas), idroelettrico, solare, eolico, geotermico ed energia marina.

Fig. 1.3. Andamento dei consumi di FER nel 2017: da sx a dx, rispettivamente: crescita annua e consumi finali totali (TFC). (IEA, 2018, *World Energy Statistics and Balances 2018* - database, [www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics); *IEA analysis*).

Secondo le previsioni, la quota di FER dovrebbe aumentare, dal 2017 al 2023, di due punti percentuali, raggiungendo il 12,4% del totale dell'energia prodotta, a livello mondiale. Coerentemente con quanto osservato, il maggiore contributo alla crescita andrà attribuito alle bioenergie, seguite da eolico, fotovoltaico e idroelettrico. Considerato il forte tasso di crescita della popolazione, ed il continuo sviluppo industriale, la Repubblica Popolare Cinese (di seguito "Cina") guida la crescita globale di FER nel periodo 2018-2023, tramite politiche tese a decarbonizzare tutti i settori, riducendo, anche localmente, l'inquinamento atmosferico.

Si riporta, più nel dettaglio, la situazione delle singole FER nelle tre macroaree, a livello mondiale, tenendo conto del fatto che c'è una forte correlazione tra politiche di supporto e sviluppo delle FER. Come evidenziato dal rapporto IEA “*Renewables 2018*” sopra citato, i meccanismi incentivanti a supporto delle FER nel settore elettrico hanno avuto una significativa espansione: nel 2010, 61 paesi hanno introdotto forme di incentivi economici, come le cosiddette “Tariffe di Immissione” (“*feed-in tariff*” – *FIT*), oppure sistemi di certificati “verdi”, o di assegnazione di contingenti di potenza tramite apposite aste al ribasso per l'abbattimento dei costi.

### ***1.1.1. FER nel Settore Elettrico (FER-E)***

Il settore elettrico è quello che mostra la più rapida crescita della aliquota di produzione da FER, dal 25% del 2017 al 30% dei consumi totali al 2023.

Per l'idroelettrico si prevede un aumento del 12%, rimanendo la maggior fonte di elettricità da FER, in termini assoluti, al 2023.

La quota di eolico dovrebbe aumentare, rispetto alla produzione globale al 2023, dal 4% (2017) a quasi il 7%; analogamente, quella di Solare fotovoltaico (PV) è prevista raddoppiare fino ad oltre il 4% della produzione globale al termine dello stesso periodo.

Le quote di produzione elettrica da FER variano significativamente in base al paese o alla regione considerata.

### ***1.1.2. FER nel Settore Termico (FER-C)***

Come riportato nel rapporto IEA, la domanda complessiva di energia termica crescerà, nel periodo 2017-23, solo del 6%, e le FER saranno responsabili di poco più di un terzo di questo aumento (circa 2% sull'intero settore): il consumo di FER termiche è previsto aumentare del 20% nel periodo 2018-23, passando dal 10 al 12%, soprattutto grazie alle bioenergie (ovvero tutte quelle FER derivate da fonti biologiche, come i bioliquidi o biocombustibili, le biomasse ed il biogas) ed alla produzione di energia elettrica destinata al riscaldamento; le loro quote si attesteranno, rispettivamente, all'8% (Solare Termico) e al 4% (Geotermico) dei consumi di FER. L'Unione Europea risulta l'unica regione del mondo in cui la domanda di energia termica è attesa in diminuzione, grazie ai significativi miglioramenti nell'efficienza energetica.

### ***1.1.3. FER nel Settore Trasporti (FER-T)***

Come da Fig.1.4, nel settore dei trasporti, le FER sono previste passare dal 3.4% del 2017 al 3.8% del 2023; esse assorbiranno l'11% della crescita della domanda totale di carburanti per il trasporto; questo è il risultato dell'attuale livello di consumo dei prodotti petroliferi.

I biocarburanti rappresentano il 92% di tutte le FER utilizzate nei trasporti nel 2017 (Fig. 1.4); questa posizione di dominanza è favorita dalla loro compatibilità, a bassi livelli di miscelazione, con i motori a combustione interna (ICE) esistenti, e con le infrastrutture di rifornimento. L'energia elettrica da FER, nei trasporti, è prevista crescere del 65% nel periodo 2018-2023. Le ferrovie rappresentano il 66% dei consumi elettrici del settore trasporti nel 2017.

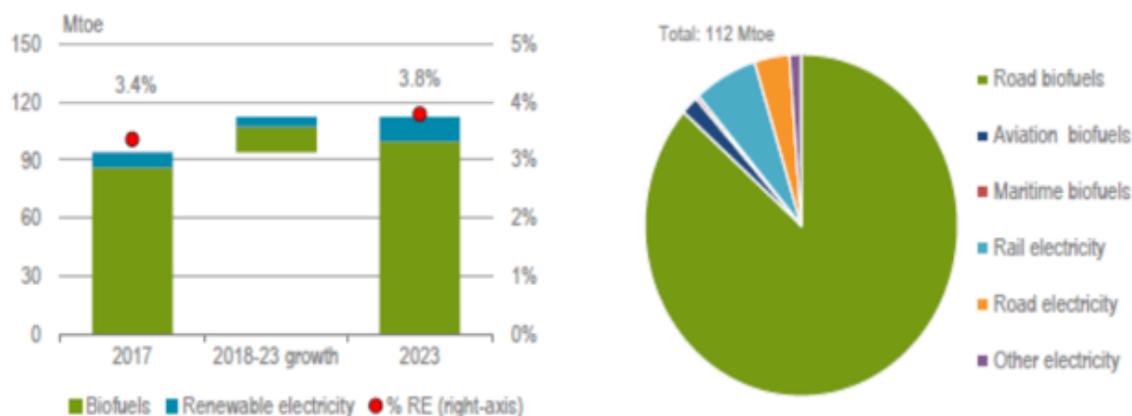


Fig. 1.4. FER nei trasporti per fonte – in valore assoluto e percentuale (sx.), e consumo di FER per modalità di trasporto al 2023 (dx.). (IEA).

## 1.2 Situazione europea

La fotografia della situazione energetica europea dei giorni nostri individua una serie di criticità, riportate nel documento “*Stato dell’Unione dell’energia*” (UE, 2015).

In particolare, si individua l'UE come il primo importatore di energia al mondo, circa il 54% del proprio fabbisogno. È evidente che il livello di dipendenza varia a seconda del singolo paese. Un ulteriore aspetto interessante è quello dell’interconnessione tra le reti nazionali di distribuzione dell’energia dei paesi membri, ad oggi ancora carente: significa che ogni Stato membro dovrebbe disporre di un sistema in grado di trasferire ai paesi vicini una percentuale dell’energia prodotta dalle proprie reti; questo è indispensabile per garantire la sicurezza energetica, rafforzare la concorrenza sul mercato interno, rendendo i prezzi più competitivi, e favorire il conseguimento degli obiettivi in materia di decarbonizzazione e politica climatica (Commissione Europea, 2015).

Il settore dei trasporti rappresenta un significativo punto debole dell’economia energetica europea, considerando che il 94% per cento dei mezzi presenti nel continente dipende dai prodotti petroliferi, di cui il 90% viene importato.

D'altra parte, la quota di FER sui Consumi Finali Lordi globali del 2016 è risultata pari al 17%. In base alle stime, circa il 40% dell'energia consumata in totale nell'UE è usata per il riscaldamento o il raffrescamento degli edifici, ed il 75% del parco immobiliare risulta ancora a bassa efficienza energetica. (Fonte: Eurostat e Commissione europea).

Considerando la situazione attuale, la dipendenza quasi totale da fonti non rinnovabili, e le ingenti emissioni in atmosfera, l'Europa si è data come obiettivo, sul medio-lungo termine, la completa decarbonizzazione dell'economia entro il 2050.

Nella più recente conferenza sul clima di Madrid (dicembre 2019), ci si pone come principale obiettivo l'effettiva attuazione degli accordi di Parigi del 2015, con la consapevolezza che, per mantenere i cambiamenti climatici entro limiti gestibili, si dovrebbe limitare l'aumento della temperatura media globale a 1.5 gradi rispetto ai livelli pre-industriali. Il *Quadro per l'energia e il clima* dell'UE (Commissione Europea, 2014), ha ribadito gli obiettivi per il 2020, e fissato nuovi obiettivi per il decennio successivo; gli obiettivi al 2030 includono:

- 55% di riduzione dei GHG rispetto ai livelli del 1990;
- 32% dell'energia consumata prodotta da FER (il Parlamento europeo vorrebbe che l'obiettivo fosse portato al 35%);
- 32.5% di miglioramento in efficienza energetica, rispetto ad uno scenario che lasci immutata la situazione attuale (*business-as-usual* scenario - BAS);
- Livello di interconnessione elettrica tra i paesi membri pari ad almeno il 10% della capacità di produzione installata

Quindi, ai fini del raggiungimento di questi obiettivi, la strategia dell'Unione dell'energia tiene in considerazione 4 principali dimensioni, strettamente interconnesse:

- decarbonizzazione dell'economia;
- efficienza energetica;
- energie rinnovabili;
- sicurezza energetica e solidarietà.

### 1.2.1 - Il “Green Deal” Europeo

La Commissione UE ha già delineato un chiaro programma per conseguire la neutralità climatica entro il 2050<sup>1</sup>: il *Green Deal*, che dovrebbe costituire la base della strategia di lungo termine dell’UE. Su questa base, l’obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 sarà sancito per legge.

Tra i vari punti del *Green Deal*, poniamo l’attenzione su alcuni aspetti in particolare, che confermano l’attuale attenzione per la questione energetico-ambientale, e la spinta verso una diffusione capillare delle FER:

- ✚ Ridurre il livello dei GHG del 50-55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990 (vedi anche *Emission Gap Report 2019* delle Nazioni Unite);
- ✚ Aumentare la produzione eolica *offshore*;
- ✚ Trasformare il settore industriale e tutte le catene del valore, e stimolare la creazioni di mercati guida all’interno e all’esterno della UE, conseguendo l’obiettivo di un’economia circolare, *considerando che soltanto il 12% dei materiali utilizzati dall’industria UE proviene dal riciclaggio, e che circa la metà delle emissioni totali di GHG, e più del 90% della perdita di biodiversità e dello stress idrico sono determinati dall’estrazione di risorse e dai processi di trasformazione di materiali, combustibili e alimenti*;
- ✚ Includere le emissioni degli edifici negli scambi di quote di emissione, essendo questi ultimi responsabili del 40% dei consumi energetici;
- ✚ I trasporti sono responsabili di un quarto delle emissioni di GHG della UE, e il loro impatto è in continua crescita; una priorità è quella di trasferire una parte sostanziale del 75% dei trasporti interni di merci che oggi avviene su strada alle ferrovie ed alle vie navigabili interne;
- ✚ Estendere il sistema per lo scambio di quote di emissione al settore marittimo, e ridurre le quote assegnate gratuitamente alle compagnie aeree, con un intervento organico coordinato a livello globale; inoltre, adozione di un “cielo unico europeo” per ridurre le emissioni prodotte dal trasporto aereo,

---

<sup>1</sup> COM (2018) 773: *Un pianeta pulito per tutti. Visione strategica europea a lungo termine per un’economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra*; COM (2019) 640: *Il Green Deal europeo*.

regolamentazione dell'accesso delle navi più inquinanti ai porti dell'UE, obbligando quelle ormeggiate ad utilizzare elettricità erogata da reti elettriche terrestri; analogamente, riduzione dell'inquinamento in prossimità degli aeroporti;

- ✚ Applicazione di un sistema per lo scambio di quote di emissione al trasporto su strada;
- ✚ Utilizzo, nel settore agricolo, di pratiche sostenibili, gestione più efficace dei nutrienti per migliorare la qualità dell'acque e ridurre le emissioni; sviluppare il potenziale dei prodotti ittici sostenibili come fonte di alimenti a basso impatto in Carbonio.

### ***1.3. Situazione nazionale - normative di riferimento verso la conversione***

Le politiche nazionali sono volte a conseguire i traguardi che l'UE si è data nel medio-lungo termine, ovvero la completa decarbonizzazione dell'economia al 2050, come recepito anche dal *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima* (2019), che descrive i principali obiettivi fissati a livello nazionale (Tabb. 1.1, 1.2 e Fig. 1.5).

Tabella 1.1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 ed al 2030 (*Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima - Dicembre 2019*).

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

Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10%
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

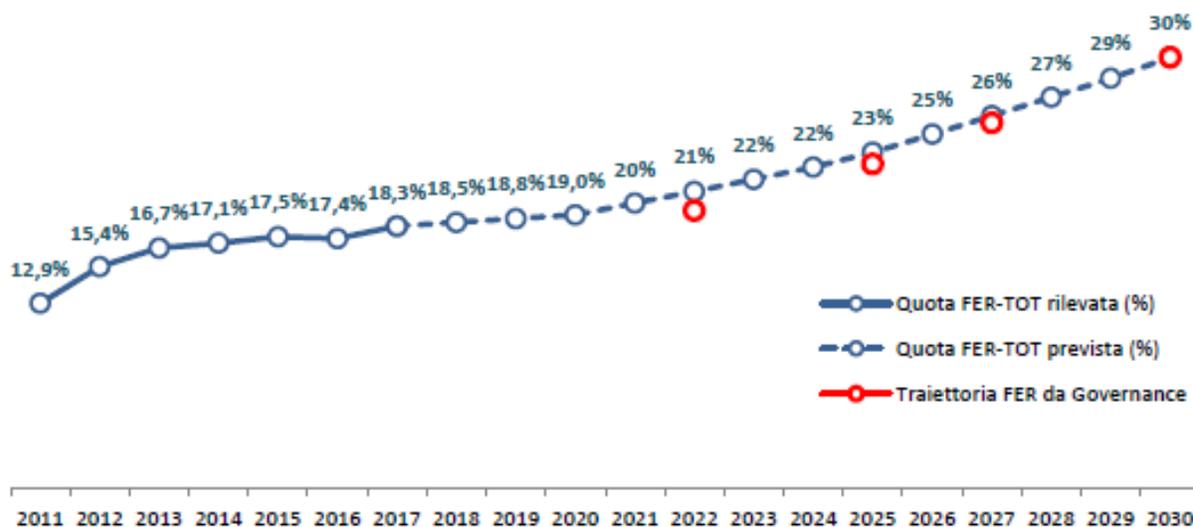


Fig.1.5. Obiettivi riguardanti le FER riferiti all'Italia (*Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima* su fonte GSE e RSE, dic 2019).

Tab. 1.2. Obiettivo FER complessivo al 2030 per l'Italia (ktep); la ripartizione del numeratore tra i settori, riportata in tabella, è indicativa.

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	21.081	22.000	27.168	33.428
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	12.281	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	12.907	15.031
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	121.153	120.435	116.064	111.359
Quota FER complessiva (%)	17,4%	18,3%	23,4%	30,0%

Ad oggi, l'Italia è il terzo mercato europeo per consumo di gas naturale (circa 71 miliardi di metri cubi nel 2016), con una dipendenza dall'import superiore alla media europea. La Russia fornisce circa il 41.3% delle importazioni del nostro paese. Nel percorso verso l'incentivazione della conversione del nostro sistema energetico all'uso delle FER si fa riferimento principalmente a:

✚ Decreto del 16 febbraio 2016

(<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/03/02/16A01548/sg>), c.d. "Conto Termico 2.0", una misura senza scadenza e permanente; esso prevede una serie di incentivi per l'incremento dell'efficienza energetica nel settore civile, e per la produzione di energia termica da FER; gli interventi incentivabili sono diversi, e riguardano principalmente isolamento termico e sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento, sia negli edifici della PA, che in quelli privati;

✚ Per quanto riguarda la promozione dell'efficienza energetica (disciplinata dal *D. Lgs. n. 102* del 4 luglio 2014 in attuazione della Direttiva *2012/27/UE*, che stabilisce gli obiettivi nazionali al 2020), sono stati introdotti i c.d. Certificati Bianchi (TEE), che hanno contribuito positivamente su aspetti non trattati dalla legislazione precedentemente menzionata, quali sistemi di illuminazione

(sostituzione lampade), consumo di acqua (aeratori e riduttori di flusso), apparecchiature elettriche in genere.

Accanto a queste normative, vi sono anche norme di carattere più tecnico che, in particolare per il settore edile, fissano le prescrizioni, i regolamenti, i parametri di riferimento, ed i protocolli da adottare per le certificazioni energetiche degli edifici. (Regione Marche, 2016: *Piano Energetico Ambientale Regionale 2020*).

#### ***1.4. Situazione regionale – Piano Energetico Ambientale Regionale***

Per un'analisi a livello regionale, si fa riferimento al *Piano Energetico Ambientale Regionale*, ovvero il PEAR 2020 (Regione Marche, 2016), che risulta il principale strumento attraverso cui le regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi, in campo energetico.

Nel PEAR Marche, sono stati analizzati gli obiettivi energetici ed ambientali della Regione, da raggiungere entro il 2020, come primo obiettivo, ed entro il 2030, come obiettivo futuro.

I principali temi trattati nel PEAR sono:

- Il Bilancio Energetico Regionale (BER), dunque “l'istantanea” della situazione energetica al 2016 (situazione di partenza) considerando consumi e produzione tramite differenti fonti energetiche;
- Scenari e obiettivi in adeguamento al *Burden Sharing*, cioè il processo di regionalizzazione degli obiettivi del *Piano Europeo per l'Energia e il Clima*; per l'Italia, a sua volta, gli obblighi assegnati dall'UE sono stati suddivisi tra le diverse regioni con il D. M. 15 Marzo 2012, noto, appunto, come Decreto “*Burden Sharing*” (Condivisione dell'Onere). All'interno del perimetro della normativa italiana, quindi, con tale termine, si indica la ripartizione tra le Regioni dello sforzo richiesto all'Italia per raggiungere il 17% di consumi da FER al 2020 e il 32% al 2030.
- Il sistema di azioni ai fini della effettiva realizzazione degli obiettivi.

Nei paragrafi che seguono vedremo nel dettaglio queste tre sezioni.

### 1.4.1. Il Bilancio Energetico Regionale

#### Consumi di Energia

Partendo dall'analisi del BER, ed analizzando i consumi delle cinque province marchigiane, si evince, dalla Fig. 1.6, come la provincia di Ancona sia, di gran lunga, la più energivora della regione. Si riporta un valore di 2535,8 GWh (1Wh= 3600J) nel 2014, pari a oltre il 35% del consumo regionale: tale valore va attribuito alla presenza di importanti poli industriali, ma anche, fino al recente passato, delle principali centrali termoelettriche delle Marche.

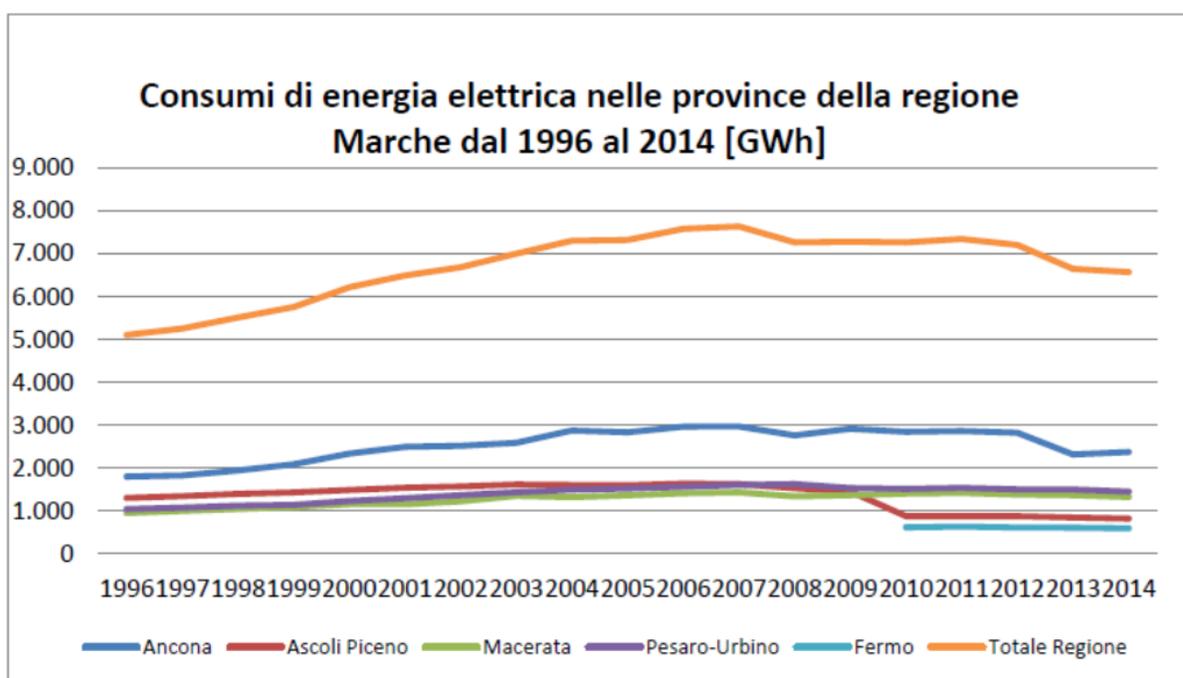


Fig. 1.6. Consumo di energia elettrica nelle diverse province della Regione Marche dal 1996 al 2014 (Terna – *Statistiche Annuali*).

Per quanto riguarda le fonti di approvvigionamento (Fig. 1.7), è interessante notare la riduzione del consumo di derivati del petrolio, che, secondo il GSE (Gestore Servizi Energetici), nell'anno 2013, è stato pari a 1026 ktep (1 tep – tonnellata equivalente di petrolio =  $4,187 \cdot 10^7$  J), rispetto ai 1473 ktep consumati nel 1988. Vi è stata dunque una riduzione significativa dei consumi, pari a circa il 30%.

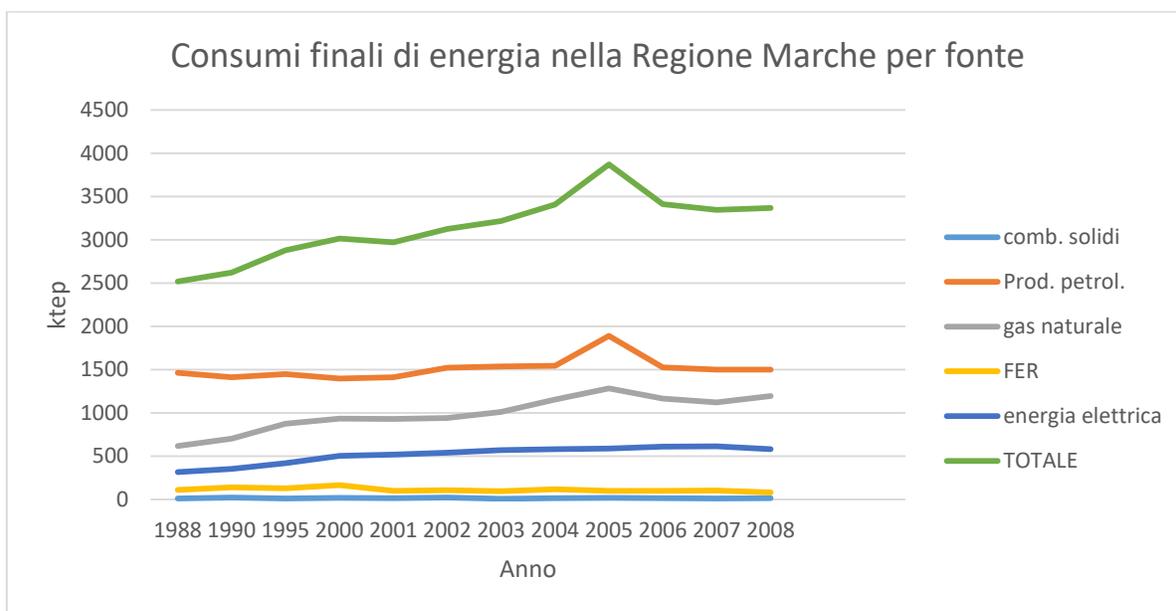


Fig. 1.7. Consumi finali di energia nella Regione Marche per fonte (ENEA, “Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008 – Marche”) \* \*l’andamento delle FER si riferisce alle sole voci “Biomasse”, “Biogas”, “Altri Prodotti”.

## Produzione di Energia da FER

Da uno studio dettagliato della produzione di energia elettrica da FER nella Regione Marche, riferita al 2014 (Fig. 1.8), emerge che essa avviene principalmente tramite solare fotovoltaico (49% circa). Una quota pari al 31% proviene dalle altre FER, più specificatamente, il 24% da impianti idroelettrici, il 7% da impianti a biomasse, e lo 0,07% da impianti eolici. Globalmente, le FER incidono per l'80% sull'intera produzione di energia elettrica regionale, mentre il restante 20% proviene da centrali termoelettriche.

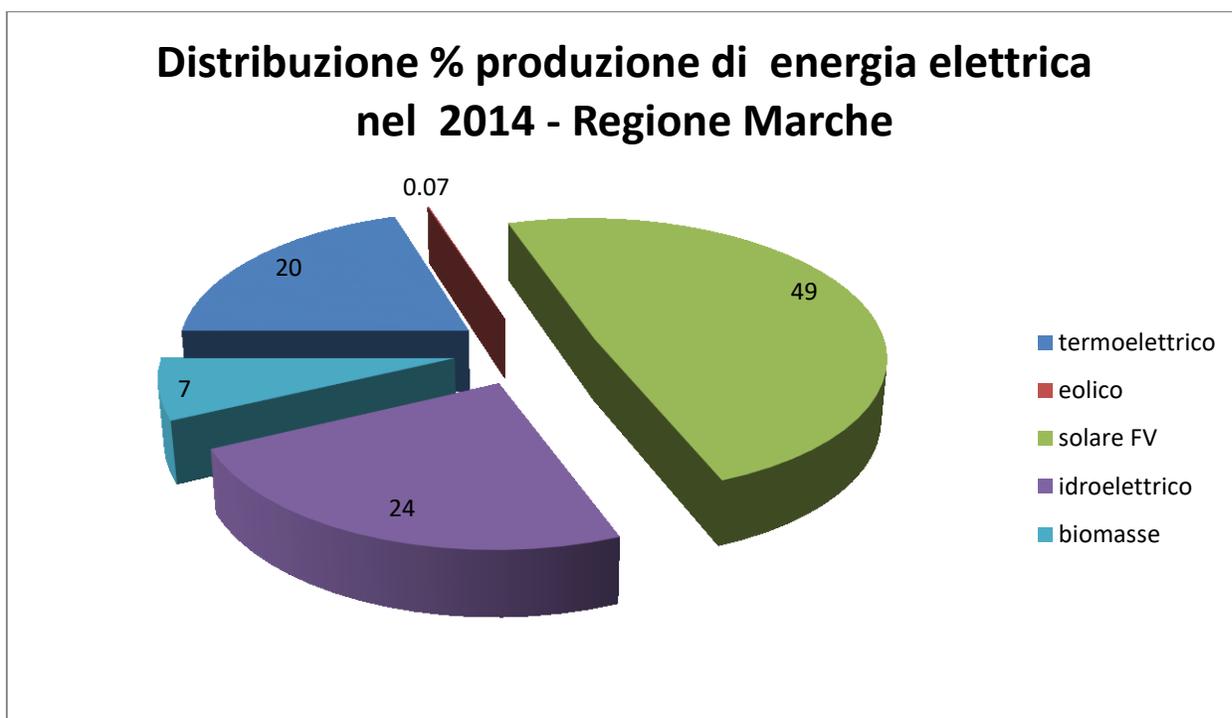


Fig. 1.8. Distribuzione percentuale della produzione di energia elettrica nelle Marche nel 2014 (PEAR Marche, 2016).

La maggior crescita delle FER si è osservata tra il 2012 ed il 2013. Tale significativa crescita dipende, da un lato, dall'aumento di produzione da parte del solare FV, ma soprattutto dalla sospensione delle grandi centrali termoelettriche presenti nella provincia di Ancona (a Jesi e Falconara). Da segnalare, inoltre, i decisi aumenti della produzione da fonte eolica (+224% dal 2012 al 2014) e da biomasse (+70% dal 2012 al 2014).

In base a quanto riportato nel *BER*, la Tab. 1.3 ci aiuta a capire come gli obiettivi di conversione energetica al 2020 siano stati effettivamente raggiunti, ed, in alcuni casi, superati, avvicinandosi ai successivi obiettivi al 2030.

## Le Fonti Fossili

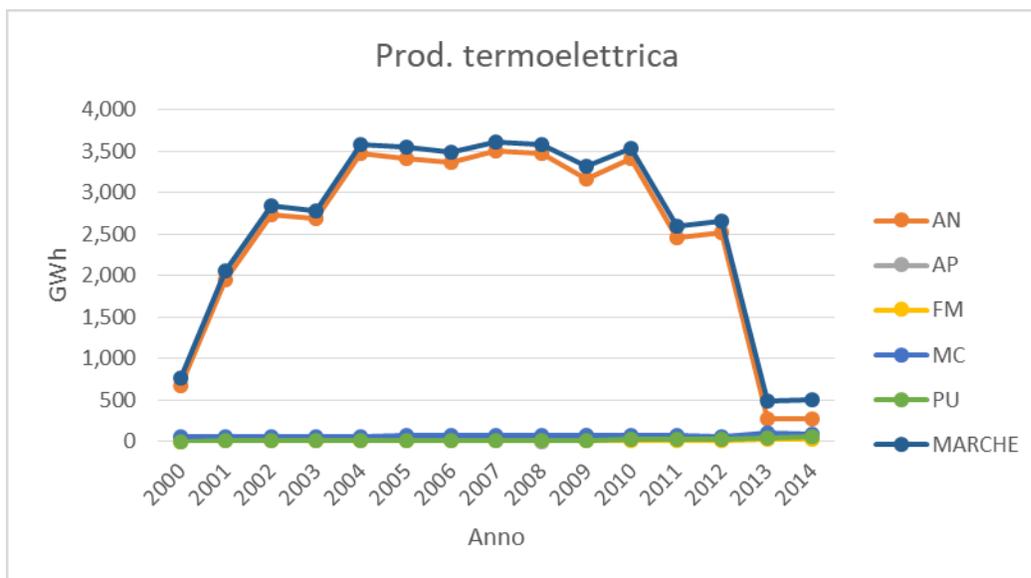


Fig. 1.9. Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici (elaborazione su dati statistici Terna, 2000-2014).

Come da Fig. 1.9, l'energia elettrica prodotta nelle Marche nel 2014 da fonti fossili è stata pari a 495,2 GWh.

Considerando l'andamento dall'anno 2000 (in cui la produzione era pari a 767 GWh), si è registrata una diminuzione delle produzioni pari al 35%. Tali diminuzioni nella produzione sono da associare principalmente alle fermate delle grandi centrali termoelettriche presenti nella provincia di Ancona (a Jesi e Falconara).

## Le Fonti Rinnovabili Elettriche (FER-E)

### Idroelettrico

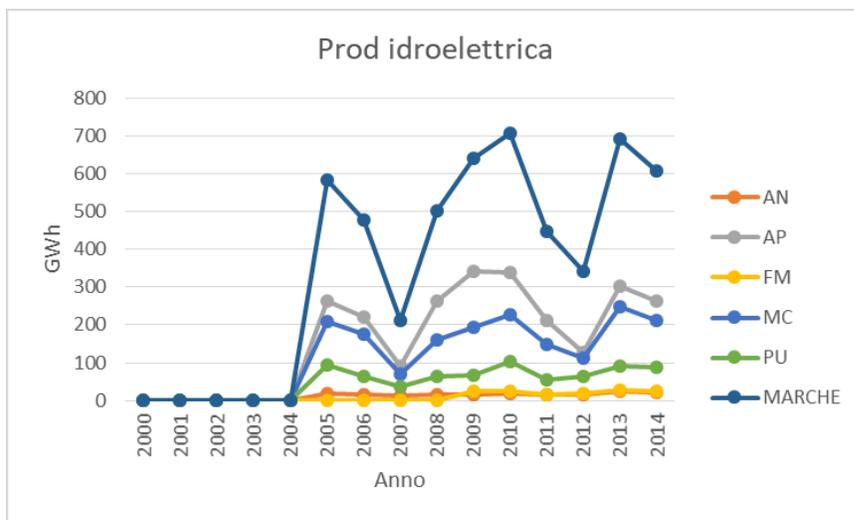


Fig. 1.10. Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici (elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE))

Il nuovo decreto di incentivazione delle FER non fotovoltaiche ha favorito soprattutto l'incentivazione dei piccoli impianti idroelettrici. È necessario tenere conto della grande variabilità di questa risorsa, in quanto il suo contributo è molto rilevante, e quindi le sue oscillazioni si ripercuotono in maniera non trascurabile sui bilanci annuali complessivi (Fig. 1.10).

## Bioenergie

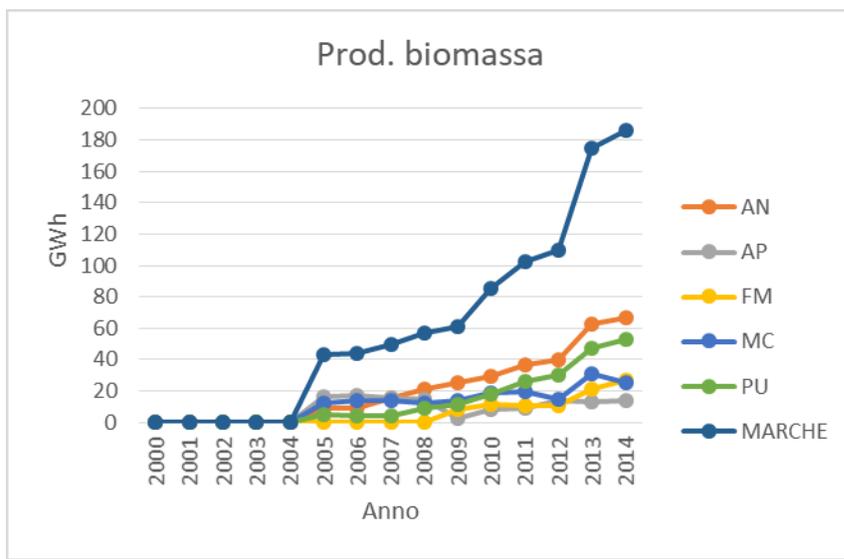


Fig. 1.11. Produzione di energia elettrica da impianti a biomassa (elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)).

L'analisi dell'andamento della produzione di energia elettrica da bioenergie (prodotte dalle biomasse in genere - all'interno di questo sistema si considerano le 3 tecnologie ad oggi presenti in maniera rilevante in Regione, ovvero i bioliquidi, il biogas da discarica, ed il biogas da digestione anaerobica) nel periodo 2006-2014, rileva una situazione in importante e costante evoluzione, che ha visto la produzione di energia più che quadruplicare (da 44 GWh a 186.4 GWh) – Fig. 1.11; diversamente dalle altre FER, infatti, le biomasse presentano generalmente degli accumuli di risorsa primaria (o la possibilità, entro certi limiti, di implementarli) e, quindi, una certa continuità nell'erogazione dell'energia elettrica. Ciò le rende estremamente utili ai fini del complessivo funzionamento del sistema elettrico.

Dopo i primi anni duemila, si è assistito ad un importante sviluppo di impianti di digestione anaerobica, in particolare accoppiati ad attività agricole e di allevamento, e vi è un ulteriore potenziale, seppur molto limitato, di sviluppo di impianti a biogas a servizio esclusivo delle attività agricole e agroindustriali, il tutto unito all'attuale regime incentivante nazionale.

## Eolico

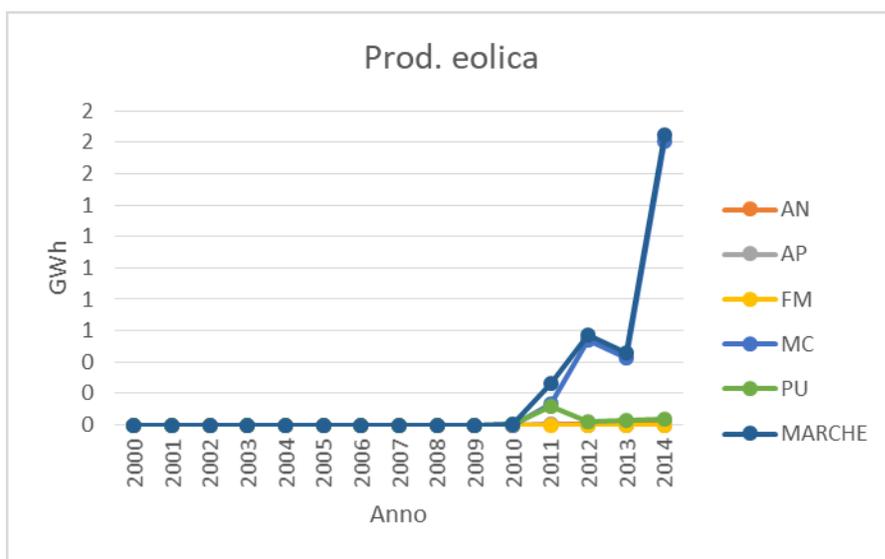


Fig. 1.12. Produzione di energia elettrica da impianti eolici (elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE))

L'eolico, ad oggi, risulta essere indubbiamente la FER che meno si è sviluppata rispetto alle aspettative ed alle previsioni: questo per una serie di ragioni complesse e diverse, non ultima la forte opposizione di alcune associazioni ambientaliste, e di parte dei residenti nelle aree interessate dagli interventi. In precedenza, dal 2006 al 2010, nelle Marche erano assenti impianti eolici, anche di piccola taglia; i primi piccoli impianti eolici si sono realizzati, anche grazie ai bandi emessi dalla Regione, a partire dal 2011 (Fig. 1.12), ed hanno portato solo nel 2014 alla realizzazione, a Serrapetrona, del primo parco eolico degno di nota in territorio marchigiano. A fine 2016, la potenza eolica installata nelle Marche risultava di circa 20 MW, ma è stato il 2017 il primo anno di piena produzione degli impianti.

Considerate le limitazioni poste dalla peculiarità del paesaggio marchigiano e il rilevante impatto ambientale e paesaggistico di tale fonte, quest'ultima è prevista essere, insieme all'idroelettrico, quella che crescerà meno in termini percentuali.

## Fotovoltaico

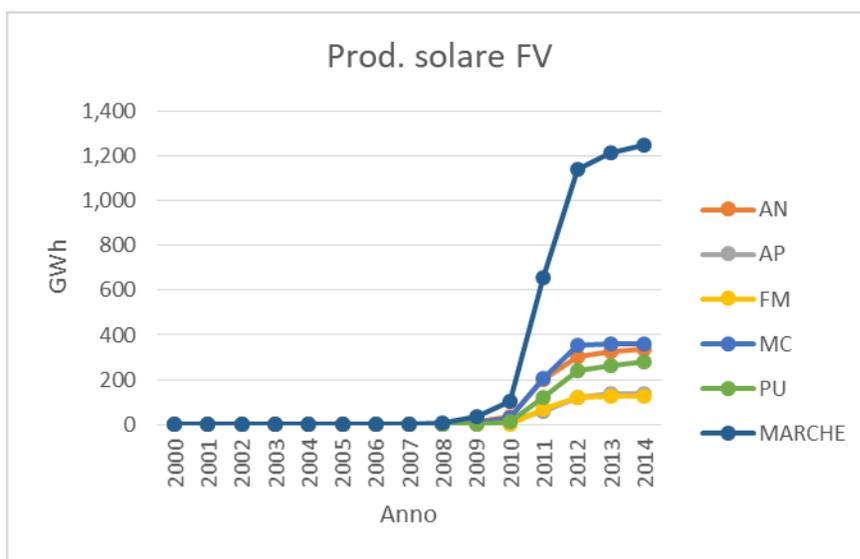


Fig. 1.13. Produzione di energia elettrica da solare fotovoltaico (elaborazione dati Regione Marche su base Simeri (GSE)).

Questa fonte mostra un andamento di tipo esponenziale nel periodo 2009-2012, ed il crollo delle installazioni a partire dal 2013, conseguente alla fine del sistema incentivante (ovvero degli incentivi diretti) – Fig. 1.13.

La produzione di energia da fonte solare, nelle Marche, allo stato attuale delle tecnologie, è di provenienza unicamente fotovoltaica; è infatti poco realistico (salvo che il quadro degli incentivi non si modifichi) pensare ad installazioni di solare termodinamico nelle Marche.

Per tracciare i possibili scenari futuri, si considerino i seguenti aspetti:

- ✚ È prevedibile, sulla base degli ultimi interventi normativi, la diffusione dei “Sistemi efficienti di utenza” (sistemi che mettono gli impianti al servizio diretto di utenze elettriche, senza passare per la rete esterna, favorendo così l’autoconsumo o l’eventuale vendita diretta dell’energia);

- ✚ Si può ipotizzare, inoltre, nel breve periodo, la diffusione, specialmente per il settore residenziale domestico, di sistemi di accumulo dell'energia fotovoltaica.

Nel medio termine è possibile, quindi, pensare che lo sviluppo del fotovoltaico nelle Marche si concentri in prevalenza nel settore domestico, commerciale e industriale.

### Le Fonti Rinnovabili termiche (FER-C)

Il PAN (*Piano di Azione Nazionale per le FER*) attribuisce, al 2020, alle FER-C, un valore di 10.456 ktep in Italia, superiore a quello delle FER-E, alle quali sono associati 631 ktep. Una raccolta estensiva ed esauriente del contributo delle FER-C non è mai stata fatta finora; ciò è dovuto, principalmente, a delle difficoltà oggettive di reperimento dei dati; in ogni caso, si è ancora distanti dall'essere in grado (anche dal punto di vista tecnologico) di monitorare tutte le produzioni di energia termica, in quanto, anche la stessa installazione di contacalorie, è un'operazione spesso sconveniente dal punto di vista economico.

Il presente studio trascura, inoltre, la fonte geotermica per utilizzo diretto, riconducibile, nelle Marche, essenzialmente agli utilizzi termali, considerato che il numero e le dimensioni delle stazioni esistenti sono limitati, e i ktep provenienti da tale fonte sono, quindi, trascurabili in termini di incidenza sul perseguimento dell'obiettivo FER-C.

### ✚ ***FER-C: Agricoltura***

Si sottolinea l'incertezza relativa a tali dati che dovranno, quindi, essere oggetto di stretto monitoraggio.

### ***FER-C: Settore Industriale***

È estremamente difficile stimare l'effettiva potenzialità di sviluppo delle diverse FER termiche.

### ***FER-C: Settore Terziario e Domestico***

Nota: nel settore civile è stato reso obbligatorio l'utilizzo di FER a copertura del fabbisogno energetico per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria; in aggiunta, dal 2007 in poi, le detrazioni fiscali del 55% hanno favorito l'installazione di sistemi per il solare termico e di generatori a Pompa di Calore (PDC - sistemi di climatizzazione ad alta efficienza energetica, alimentati da energia elettrica, in grado di prelevare calore da sorgenti esterne, come aria, acque superficiali o profonde, suolo, trasferendolo all'interno, e/o viceversa, secondo necessità), o a biomasse.

Riguardo alla distribuzione delle diverse FER, sono state fatte proiezioni incrociando i dati dei consumi degli edifici e quelli relativi alla distribuzione territoriale e climatica degli stessi. Per quanto riguarda le biomasse, invece, considerato che non è stato possibile costruire una matrice dettagliata che incrociasse la disponibilità di ogni singolo territorio con le effettive possibilità di utilizzo, si è proceduto a verificare che l'effettiva disponibilità di risorsa legnosa nel territorio regionale fosse sufficiente per coprire la quota globale di utilizzi prevista nel presente piano.

Per ciò che concerne, infine, il settore della produzione di biogas, la digestione anaerobica sembra la metodologia più corretta per il recupero di energia da FORSU (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano), dal verde e dai fanghi di qualità, con la conversione del biogas a biometano, favorendo poi tutti i possibili utilizzi che lo caratterizzano.

## *Lo sviluppo della Cogenerazione*

Nelle province marchigiane, ad eccezione di Ancona e Ascoli Piceno, seppur in forma modesta, si nota un effettivo aumento della potenza installata in impianti di cogenerazione, e dell'energia elettrica prodotta, con Macerata in testa, a presentare un parco piuttosto sviluppato. Negli anni recenti vi è stato un rilevante sviluppo della cogenerazione in particolari applicazioni di utenze, nello specifico le utenze ospedaliere, che presentano una condizione ottimale per l'applicazione di questo tipo di tecnologia.

Per quanto riguarda, invece, le utenze industriali, al loro interno si trovano molte situazioni che hanno caratteristiche energetiche tali da renderle molto adatte all'introduzione di impianti di cogenerazione; tuttavia, in molti di questi casi il suo sviluppo ha fortemente risentito del contesto di crisi complessivo.

Sarà incentivata, inoltre, la valorizzazione delle biomasse forestali per l'approvvigionamento di piccoli e medi impianti per la produzione combinata di calore ed energia.

Sono per il momento ancora molto poco frequenti le applicazioni di impianti cogenerativi a contesti come i grandi centri commerciali, o utenze comunque da riferire al settore terziario.

### 1.4.2 - Scenari e obiettivi in adeguamento al *Burden Sharing*

Gli obiettivi (nazionali) per il 2020 sono così riassumibili:

- ✚ Portare al 17% la quota FER/consumi finali (in particolare, il D.M. *Burden Sharing*, assegna alla Regione Marche la quota del 15.4%);
- ✚ Ridurre del 20% i consumi di energia rispetto al 2005 ;
- ✚ Ridurre del 13% le emissioni di gas effetto serra rispetto al 2005;

Vediamo, nel dettaglio, come la Regione ha realizzato questi obiettivi:

#### FER

L'obiettivo minimo del 15,4% d'incremento del consumo di energia da FER è ripartito su scala temporale, come indicato dalla Tab. 1.3.

Per maggiori dettagli sui criteri di computo sottostanti, si rimanda in Appendice.

Tabella 1.3. Obiettivi minimi del *Burden Sharing* per le Marche, ripartiti su scala temporale (D.M. 15 marzo 2012).

	Obiettivo minimo regionale per l'anno (%)					
	Anno iniziale di riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4

N.B. L'obiettivo minimo del 15.4% assegnato alla Regione Marche dal Decreto "*Burden Sharing*" è già stato raggiunto nel 2012.

## Efficienza Energetica

Il tema dell'efficienza energetica si è in genere sviluppato su due binari paralleli: quello dell'efficienza energetica in edilizia e un secondo gruppo, nel quale sono contenuti principalmente tutti gli interventi che sono legati all'efficienza energetica nei processi industriali, ma che poi è finito per ricomprendere un po' tutto quello che non appartiene meramente al settore edilizio.

Per quanto concerne, invece, l'efficienza energetica in generale, l'altro ambito nel quale si riscontrano interventi degni di nota è quello legato ai meccanismi dei titoli di efficienza energetica (TEE o Certificati Bianchi), i quali hanno rappresentato un'importante linea di sviluppo dell'efficienza negli usi finali, soprattutto in ambito industriale e di processo. Mentre il settore privato, anche a seguito di cogenti obblighi normativi, ha visto un buon successo in chiave Certificati Bianchi, il settore della Pubblica Amministrazione, invece, non risulta aver riscosso quote interessanti di Titoli di Efficienza Energetica; questo nonostante gli interventi e le numerose buone pratiche in ambito di risparmio ed efficienza energetica messe in campo dagli enti locali marchigiani abbiano creato le condizioni per il loro riconoscimento.

### Efficienza energetica in edilizia

Di seguito si elencano sinteticamente le misure adottate dalla regione per conseguire gli obiettivi di efficienza energetica nel settore edile:

- ✚ Protocollo ITACA; è uno strumento di certificazione della sostenibilità energetico ambientale; è di tipo volontario, ed interessa un elevato numero di parametri e criteri;
- ✚ Certificazione energetica;
- ✚ Obbligo FER;
- ✚ Detrazioni fiscali, incentivi, bonus, etc.;
- ✚ Certificati Bianchi o TEE, al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica; i TEE hanno valore pari ad 1 tep (tonnellata equivalente di petrolio).

## Individuazione dei settori critici

Dal lato dell'efficienza energetica, la sfida maggiore riguarderà il settore dei consumi civili, con particolare riferimento ai consumi per il riscaldamento/raffrescamento degli edifici; per quel che riguarda, infatti, il parco immobili regionale, esso presenta complessivamente prestazioni energetiche molto poco soddisfacenti. Sempre nell'ottica di un miglioramento dell'efficienza energetica, è ipotizzabile un graduale processo di elettrificazione dei consumi, in atto già da tempo, che, negli anni fino al 2020, avrà portato ad una prevedibile diffusione delle pompe di calore anche per il riscaldamento domestico (le pompe di calore, in particolare quelle che impiegano la sorgente geotermica a bassa entalpia<sup>2</sup>, sono ormai una scelta obbligata per gran parte delle nuove costruzioni, in quanto il riscaldamento a sola fonte fossile, seppure accompagnato dall'integrazione solare, spesso non consente il rispetto degli attuali obblighi in campo edilizio). Dal lato della produzione di energia, *l'eolico è la risorsa rinnovabile elettrica della quale non si potrà in alcun modo fare a meno: esso giocherà un ruolo essenziale, ed un suo ulteriore sviluppo (dato che, a tutt'oggi, è assente nel panorama regionale) sarà necessario.*

La Cogenerazione è, anch'essa, un settore che necessiterà di particolare attenzione: presenta ancora importanti potenzialità inesprese. In questo senso, una diffusione capillare della cogenerazione (accoppiata al Teleriscaldamento, quando questo sia l'unico modo per utilizzare il calore prodotto), diventa fattibile solo con adeguati e nuovi meccanismi di incentivazione. L'attenzione maggiore, però, dovrà essere riservata al settore delle FER termiche: senza dubbio, l'ambito, tra tutti, col maggiore potenziale inespresso, è rappresentato proprio da esse.

---

<sup>2</sup> Si tratta di impianti che prevedono lo sfruttamento dell'energia termica contenuta nel suolo, in falde freatiche a bassa temperatura (10-14 °C), e nelle acque superficiali, consentendo la climatizzazione (riscaldamento e raffrescamento) di ambienti anche di grandi dimensioni. Le perforazioni sono per lo più a bassa profondità. Questa pratica necessita della mappatura del potenziale geotermico da falda regionale, tenendo anche in debito conto le possibili interferenze ambientali con le acque di falde superficiali e profonde indotte dall'utilizzo della risorsa.

## **Capitolo Secondo**

# **PROBLEMATICA DELLA QUANTIFICAZIONE DELLA RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI GRAZIE ALL'IMPIEGO DI FER - POSSIBILI MODELLI E METODI RIPORTATI NELLA LETTERATURA**

È ormai chiaro il forte interesse, a livello comunitario e nazionale, verso la progressiva conversione a FER dei sistemi energetici. Essenziale nella scelta di come organizzare il nuovo sistema è poter quantificare l'effettiva riduzione di gas serra (e degli altri fattori di impatto) legata all'impegno di queste fonti. In tal senso esistono diversi modelli descrittivi, e la letteratura scientifica è ricca di esempi applicativi (Tab. 2.1).

## 2.1. Elaborazione e modellizzazione dati

I modelli per la valutazione degli impatti ambientali di sistemi per la produzione e distribuzione di energia elettrica si possono distinguere in tre tipologie, in base al grado di complessità dell'analisi eseguita:

✚ Metodi di base:

### ✚ *Non baseload*

Questi metodi calcolano le emissioni evitate grazie a determinate politiche EE/RE (*Energy Efficiency/Renewable Energy*), semplicemente moltiplicando la capacità energetica associata a queste ultime, per i fattori di emissione di ogni inquinante - degli impianti *non-baseload* (alimentati da combustibili fossili) - quelli, cioè, la cui attivazione è influenzata direttamente, ed in modo dinamico, dalla disponibilità energetica in un certo intervallo di tempo e che, perciò, sarebbero i primi ad essere i “bersagli” di una eventuale diminuzione della produzione da tali fonti;

### ✚ *Capacity Factor Approach*

Questo sistema si basa sulla stima del “Fattore di Capacità” di ogni singolo impianto, ovvero la sua effettiva produzione di elettricità in rapporto alla capacità massima raggiungibile; il fattore di capacità è utilizzato come una variabile *proxy* rispetto alla probabilità che ogni unità venga “scalzata, in quanto le unità raramente reclutate, e, quindi, con fattori di capacità bassi, hanno più probabilità di essere sostituite rispetto a quelle con valori più alti.

## ✚ Metodi intermedi

### ✚ *Historical Hourly Method*

Il metodo descritto qui, quello usato anche dal modello di *Avert* (descritto nel dettaglio più avanti), utilizza i tassi di emissione orari degli impianti, basati sui record storici EPA, pubblicati nell'*Acid Rain Program* (<https://ampd.epa.gov/ampd/>). Questo metodo calcola i tassi di emissione oraria residui e la riduzione oraria delle emissioni risultante da programmi EE/RE.

*Avert* può, quindi, essere usato per calcolare l'entità di riduzione delle emissioni associata ad uno specifico programma EE/RE nell'anno corrente o nel futuro prossimo, anche se è basato su estrapolazioni di record storici piuttosto che su di una previsione vera e propria e, perciò, non tiene conto di alcuni fattori, come ad es. le variazioni nel tempo dei prezzi dei combustibili e dell'energia, etc.

## ✚ Metodi avanzati

### ✚ *Energy Modeling*

Il metodo più sofisticato, consiste nell'uso di modelli di simulazione complessi in grado di predire i pattern di dispacciamento, l'impegno di capacità e le emissioni per ogni impianto, basandosi anche sulla inclusione di appositi parametri legati al sistema economico.

I modelli energetici che simulano *unit-by-unit* il dispacciamento, e cercano di simulare le decisioni di controllori e operatori, sono chiamati modelli "produzione-costi" (*production-cost*), e spesso includono anche specifici vincoli operativi e di trasmissione. Modelli "econometrici" validi della rete elettrica richiedono, per valutare singoli scenari EE/RE, la modifica e la convalida di estesi dataset di input, una certa esperienza da parte degli utilizzatori, e presentano, complessivamente, costi abbastanza elevati.

## 2.2. Principali modelli e metodi riportati in letteratura: Stato dell'arte

Tabella 2.1. Stato dell'arte dei modelli/metodi di valutazione degli impatti energetico-ambientali ed LCA riportati in letteratura.

Titolo	Modelli/metodi citati	Principali conclusioni	Citazione
<p>Assessing the emission benefits of renewable energy and energy efficiency using EPA's AVOIDED Emissions and geneRation Tool (AVERT)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ AVERT: calcolo riduzione emissioni atmosferiche;</li> <li>✓ Regional Modeling System for Aerosols and Deposition (REMSAD);</li> <li>✓ Comprehensive Air Quality Model with Extensions (CAMx)</li> <li>✓ Urban Airshed Model - Variable Grid (UAM-V)</li> <li>✓ SMOKE: dispersione atmosferica inquinanti;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Maggiore dettaglio spaziale e temporale della scala di analisi di AVERT rispetto agli altri modelli oggetto dello studio;</li> <li>✓ La metodologia sottostante di AVERT è applicabile a qualsiasi luogo geografico o sistema energetico (che abbia disponibilità di dati); usare il software come</li> </ul>	<p>Fisher et al., 2015</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ PROSYM: analogo ad AVERT, usato in ambito industriale, all'interno della piattaforma Market Analytics (MA);</li> <li>✓ Slope Factor Method (perfezionato da Siler-Evans et al.): metodo semplificato valutazione emissioni;</li> <li>✓ Average Displaced Emissions Rate (ADER – EPA,2002): generalizza I risultati ottenuti da alcuni run dell'Integrated PlanningModel – IPM (vedi seguito), e descrive come gruppi di unità rispondono alle modifiche della produzione imposte.</li> <li>✓ Energy PLAN (Zhai et al.): modello di ottimizzazione del</li> </ul>	<p>strumento di supporto al <i>decision-making</i> è un'altra valida linea di ricerca.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Lo studio comparativo tra AVERT ed MA evidenzia che i due modelli sono in stretto accordo quando la zona interessata dal programma EE cade all'interno della corrispondente Regione di AVERT, ma sono discordanti quando quest'ultima si trova in corrispondenza dei confini di una regione AVERT.</li> </ul>	
--	---	---	--

	dispacciamento energetico a media risoluzione;		
Comparative assessment of models and methods to calculate grid electricity emissions.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ WattTime</li> <li>✓ Grid Mix Explorer</li> <li>✓ AVERT</li> <li>✓ Electricity Dispatch model for GHG Emissions in California (EDGE-CA)</li> <li>✓ Long-term Electricity Dispatch model for GHG emissions in California (LEDGE-CA)</li> <li>✓ The Oak Ridge Competitive Electricity Dispatch (ORCED) Model</li> <li>✓ The Integrated MARKAL-EFOM System (TIMES)</li> <li>✓ EnergyPLAN</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ In questo lavoro sono stati confrontati trentadue diversi modelli, ed a ciascuno è stato dato un punteggio in base ai risultati ottenuti in una serie di categorie chiave considerate come riferimento, ovvero:</li> <li>✓ Tipo di Fattori di Emissione (Marginali o Medi): se il carico studiato è espresso in termini di frazione della domanda esistente, si possono utilizzare FE medi, altrimenti, in caso di modifiche incrementali</li> </ul>	Ryan et al., 2016

	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ PJM Hourly Open-source Reduced-form Unit-Commitment Model (PHORUM)</li> <li>✓ SCOPE</li> <li>✓ AURORAxmp</li> <li>✓ UPLAN-NPM</li> <li>✓ GridView</li> <li>✓ PLEXOS</li> <li>✓ Promod IV (Can be integrated with Strategist)</li> <li>✓ MAPs</li> <li>✓ GTMax</li> <li>✓ ReEDS</li> <li>✓ IPM</li> <li>✓ Strategist (can be integrated with Promod IV)</li> <li>✓ NESSIE</li> <li>✓ Beyond the Tailpipe Emissions</li> <li>✓ GREET (trasporti)</li> </ul>	<p>che portino a rimodulazione del mix energetico preesistente, bisogna usare i FE marginali;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Variazione temporale dei parametri;</li> <li>✓ Inclusione impatti futuri (cambiamenti nelle infrastrutture di rete, nei prezzi del carburante o nelle politiche energetiche): dati storici recenti sono adatti nella modellizzazione della situazione al presente, o al limite al futuro (prossimo);</li> <li>✓ Tipo di confini regionali</li> </ul> <p>A. Per carichi regionali, sono adatti FE regionali (che coprano una regione delle stesse</p>	
--	--	---	--

		<p>dimensioni o più grande)</p> <p>B. Se vi è scambio di energia non trascurabile con le regioni circostanti, e le differenze tra FE regionali medi sono rilevanti, si consiglia di incorporare nel calcolo le emissioni legate all'energia scambiata;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Inclusionione del mercato elettrico;</li><li>✓ Disponibilità e accessibilità del modello;</li><li>✓ Il Modello adatto dovrebbe essere selezionato in base alla tipologia del carico coinvolto, ed agli scopi della ricerca;</li><li>✓ La lista di modelli presentata in questo</li></ul>	
--	--	---	--

		articolo non è onnicomprensiva.	
Is every kWh the same? How do energy efficiency measures stack up across regions?	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ BTO Scout: valutare impatti misure EE nei settori dell'edilizia residenziale e commerciale;</li> <li>✓ AVERT</li> <li>✓ ResStock: stima il potenziale e gli impatti di misure di EE sul settore residenziale;</li> </ul>	Usando questi due modelli, si è potuto valutare il potenziale impatto di misure di efficientamento nell'edilizia residenziale fino al 2050, nonché le emissioni evitate, in base alle diverse tipologie di utilizzi finali dell'energia (Riscaldamento, Raffrescamento, Illuminazione, Riscaldamento acqua, Refrigerazione, Lavasciuga, etc.).	Mayernik et al., 2018
Decision Support Algorithm for Evaluating Carbon Dioxide Emissions from Electricity Generation in the United States.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ AVERT</li> <li>✓ Integrated Planning Model (IPM) (per l'uso da parte dell'EPA);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ L'algoritmo proposto fornisce informazioni su quali sono le caratteristiche che un modello per la stima delle emissioni di CO<sub>2</sub>,</li> </ul>	Ryan et al., 2018

	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ HOMER: micro-reti; applicazioni <i>off-grid</i>;</li> <li>✓ Modelli per la stima degli scambi energetici attraverso confine regionali legati a particolari settori produttivi/industriali;</li> </ul>	<p>o di altri GHG, deve avere, in relazione alle varie tipologie di carico esaminate nello studio (Condizionatore d'aria domestico, mobilità elettrica, solare FV e Fonderia di Alluminio), in modo tale da indirizzare la scelta verso il modello più appropriato, indicando quali semplificazioni possono essere introdotte per rendere la modellizzazione meno onerosa in termini di capacità di calcolo, ma contemporaneamente non perdere di rappresentatività rispetto al tipo di contesto analizzato;</p>	
--	--	--	--

<p>Modeling the benefits of power plant emission controls in Massachusetts</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ CALMET/CALPUFF Atmospheric Dispersion Model;</li> <li>✓ UAM (Urban Airshed Model): analogo;</li> <li>✓ Models-3: analogo;</li> <li>✓ REMSAD: analogo;</li> </ul>	<p>È stato costruito un modello per quantificare i benefici per la salute pubblica derivanti dalla riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> ed SO<sub>2</sub> da impianti per la produzione di energia, sebbene ulteriori ricerche dovranno essere condotte per incorporare nel nostro modello ulteriori elementi, quali l'utilizzo futuro degli impianti e le emissioni durante il ciclo di vita, e per caratterizzare qualitativamente e quantitativamente gli elementi di incertezza.</p>	<p>Levy et al., 2002</p>
--	---	---	--------------------------

<p>Potential air quality benefits from increased solar PV electricity generation in the Eastern United States</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ AVERT;</li> <li>✓ GridView: modellizzazione produzione elettrica;</li> <li>✓ Community Multiscale Air Quality Model (CMAQ): modellizz. Qualità aria;</li> <li>✓ BenMAP-CE: impatti su salute umana;</li> <li>✓ Lake Michigan Air Directors Consortium's Emissions Inventory;</li> <li>✓ Modelli simili: MyPower, ReEDS, IPM, MARKAL, CEMS, CAMx, WRF-Chem;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ La valutazione di AVERT attraverso la nostra metodologia dettagliata “<i>GridView</i>” corrobora l’utilità di AVERT per scopi di gestione della qualità dell’aria;</li> <li>✓ In nostri risultati dimostrano la loro rilevanza non solo per la produzione di energia solare e la qualità dell’aria degli Stati Uniti orientali, ma come una potenziale metodologia per qualunque ente di gestione della qualità dell’aria, per quantificare gli impatti del sistema energetico locale;</li> </ul>	<p>Abel et al., 2018</p>
---	--	--	--------------------------

<p>Air quality-related health benefits of EE in the United States</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ AVERT</li> <li>✓ Community Multi-scale Air Quality model (CMAQ): qualità dell'aria;</li> <li>✓ Environmental Benefits Mapping and Analysis Program (BenMAP): impatti su salute umana;</li> </ul>	<p>✓ Utilizzando la modellizzazione semplificata per lo scenario oggetto della presente analisi, includendo AVERT, ed il modello Co-Benefits Risk Assessment (COBRA), sono stati stimati fino a 20 miliardi di \$ all'anno di risparmio, derivanti dalla riduzione dei danni al comparto salute pubblica, ad opera di una diminuzione della domanda energetica di 348 TWh, che risulta in un risparmio unitario di \$57/MWh. Ulteriori studi con modelli semplificati per scopi normativi o scientifici, potrebbero offrire un'ulteriore utile</p>	<p>Abel et al., 2019</p>
---	---	--	--------------------------

		convalida di questi risultati.	
Estimating Utility Avoided Costs Without Utility-Specific Data	✓ AVERT;	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Basare un intero studio VOS (Value Of Solar) sulla metodologia qui descritta è lontano dalle migliori pratiche, tuttavia, a fini illustrativi, può servire a capire quanto alcune categorie possano essere importanti da considerare, tra cui:</li> <li>✓ Risparmio su costi trasmissione e distribuzione;</li> <li>✓ Entità capacità di riserva non più necessaria per continuità del servizio di erogazione, durante</li> </ul>	Daniel et al., 2016

		<p>momenti di picco, grazie a strategie di EE e generazione distribuita;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Perdite lungo linea elettrica;</li> <li>✓ Emissioni CO<sub>2</sub> evitate;</li> </ul>	
<p>Emission payback periods for increased residential insulation using marginal electricity modeling: a life cycle approach.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Energy Plus: modello energetico</li> <li>✓ AVERT;</li> <li>✓ Open LCA; modello LCA;</li> <li>✓ Ecoinvent: modello LCA;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Future analisi LCA di interventi nel settore energetico dovrebbero incorporare modelli che catturino i profili di emissione marginali e gli attributi delle fonti regionali, per fornire una caratterizzazione più accurata, e permettere di adottare misure geograficamente selettive.</li> </ul>	<p>Levy et al., 2018</p>

<p>Life-cycle sustainability assessment of key electricity generation systems in Portugal.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Simapro v.8.0: software LCA;</li> <li>✓ ReCiPe: LCA;</li> <li>✓ Usetox 1.04: valutazione impatti categoria “tossicità”;</li> <li>✓ AWARE: valutazione impronta scarsità acqua dolce;</li> <li>✓ Cumulative Energy Demand (CED): consumi energetici;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Mentre, generalmente, i sistemi per le FER producono bassi impatti ambientali, alcuni di essi registrano gli impatti più elevati in categorie quali: consumo metalli (Eolico e FV), ecotossicità acque dolci, e tossicità umana non-carcinogenica (FV), scarsità idrica (idroelettrico grossa taglia);</li> <li>✓ Il FV presenta l’indice di creazione posti di lavoro più alto;</li> <li>✓ L’eolico ed il FV, in quest’ordine, hanno le due migliori performance per quanto riguarda i Costi Energetici Livellati (LCOE);</li> </ul>	<p>Kabayo et al., 2019</p>
--	---	--	----------------------------

		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ L'eolico si piazza positivamente nella maggior parte delle categorie, eccetto deplezione metalli;</li> <li>✓ Tra tutti quelli analizzati, l'idroelettrico di piccola taglia sembra essere il sistema più sostenibile sia ambientalmente che socio-economicamente.</li> </ul>	
<p>Environmental impacts of transitioning to renewable electricity for Singapore and the surrounding region: A life cycle assessment</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ CML Impact: modello LCA (Guinée et al, 1993);</li> <li>✓ LUT Energy System Transition (Bogdanovand Breyer, 2016; Kilickaplan et al, 2017; Ram et al, 2017a);</li> </ul>	<p>Sono stati valutati vari indici di impatto tramite un'analisi LCA, sia per quanto riguarda i combustibili fossili che le FER, ed entrambe queste categorie hanno dei pro e dei contro; è stato evidenziato che, affinché gli impatti</p>	<p>Quek et al., 2019</p>

		legati al ciclo vitale di tecnologie per le FER siano mitigati efficacemente, è di fondamentale importanza che le BAT (Best Available Techniques) siano adottate in fase di processo produttivo.	
Environmental assessment of future electricity mix – linking an hourly economic model with LCA.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Mercato energetico:</li> <li>✓ European Electricity Market Model (EEMM);</li> <li>✓ European Gas Market Model (EGMM);</li> <li>✓ Green-X;</li> <li>✓ PRIMES;</li> <li>✓ M2: import-export elettr. tra nazioni</li>   <li>✓ Impatti ambientali:</li> <li>✓ Cumulative Energy Demand (CED): consumi energetici;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ In questo lavoro si è presentato un modello che integrasse una metodologia di valutazione economica dettagliata, con una LCA, per una valutazione, sia su base annuale che nel lungo termine, degli impatti ambientali della produzione da reti elettriche; le principali conclusioni sono le seguenti:</li> </ul>	Kiss et al., 2020

	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ CML: LCA;</li> <li>✓ CML 2001: LCIA;</li> <li>✓ ReCiPe: LCA;</li> <li>✓ Open LCA: software;</li> </ul> <p>Altri:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ RAMONA: settore gas;</li> <li>✓ EMPIRE: settore elettrico;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dal momento che il modello di mercato qui descritto è su scala europea, con questo metodo è possibile analizzare ogni paese europeo;</li> <li>✓ Il modello descritto è adatto per la valutazione ambientale di prodotti o processi che abbiano un lungo periodo di vita, o una certa stagionalità, come pure variazioni orarie, giornaliere o settimanali nei consumi energetici.</li> </ul>	
Environmental assessment of 2030 electricity generation scenarios in Sicily: An integrated approach.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Cumulative Energy Demand (CED): consumi energetici;</li> <li>✓ Midpoint: LCA;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Entrambi gli scenari [di sviluppo delle FER] al 2030 implicano un aumento degli impatti nelle</li> </ul>	Cusenza et al., 2020

		<p>categorie “Tossicità Acque Dolci” e “Deplezione Abiotica”, per i quali sono implicate soprattutto le tecnologie legate alla produzione di sistemi per il Solare FV ed a quella di turbine eoliche.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Una strategia davvero efficace di riduzione degli impatti ambientali complessivi del settore energetico dovrebbe basarsi quindi, oltre che sull’aumento della percentuale di FER nel mix energetico, anche sull’attuazione di strategie di risparmio energetico su vasta scala.</li></ul>	
--	--	---	--

<p>LCA of renewable energy for electricity generation systems—a review.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Eco-indicator: LCA - National Dutch Programme about waste recycling;</li> <li>✓ SimaPro: software LCA;</li> <li>✓ Aspen Plus: simulazione processo gassificazione alimentato a biomasse;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Tra le FER, il piccolo idroelettrico (i.e. senza immagazzinamento acqua) è il più attrattivo ma risulta sito-dipendente;</li> <li>✓ Alcuni sistemi, ad es. quelli per il solare FV, possono produrre significative emissioni di carbonio durante il loro ciclo vitale;</li> </ul>	<p>Bhat et al., 2009</p>
<p>The analysis of suppositions included in the Polish Energetic Policy using the LCA technique—Poland case study.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ SimaPro: software LCA che offre una serie di metodi per la valutazione degli impatti, tra cui Eco-Indicator 99;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Generiche, e riguardanti soprattutto la Polonia.</li> </ul>	<p>Adamczyk et al., 2014</p>
<p>Environmental assessment of fluctuating residential electricity demand.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Metodologia Impact 2002+ (LCIA): domanda energetica settore residenziale;</li> <li>✓ Dandres et al.:</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Si è presentato un approccio ibrido che includesse sia la componente stazionaria che quella fluttuante</li> </ul>	<p>Walzberg et al., 2019</p>

	LCA domanda energetica fluttuante nel tempo;	della domanda energetica;	
Development of a new damage function model for power plants: methodology and applications.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ RE (Random Effect model): combina quantitativamente le stime di analisi epidemiologiche multiple per quantificare la intervareabilità tra le stesse;</li> <li>✓ Modelli di dispersione:</li> <li>✓ ISCST3 (Industrial Source Complex Short-Term Model): PM<sub>10</sub>, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> fino a 50 km da sorgente; CO e Pb a qualsiasi distanza;</li> <li>✓ SLIM3 (Sector-Average Limited Mixing Mesoscale</li> </ul>	Questo studio ha presentato un nuovo modello per valutare l'impatto sulla salute umana delle emissioni in atmosfera associate ad una singola centrale elettrica alimentata da un mix di petrolio e gas naturale; è stato fatto un confronto con gli altri modelli presenti in letteratura, e ne sono stati scelti tre (colonna a fianco); sono stati inoltre aggregati i risultati di studi epidemiologici precedenti per avere	Levy et al., 1999

	<p>Model): PM<sub>10</sub>, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> oltre 50 km da sorgente; solfati secondary e nitrati ad ogni distanza;</p> <p>✓ SOMS (Semiempirical Ozone Modelin System): O<sub>3</sub> ad ogni distanza;</p>	<p>una base di dati più coerente e affidabile; infine, il modello è stato validato tramite analisi di sensitività, che ha dimostrato la bontà dello stesso, ma al contempo la sua dipendenza da fattori come la collocazione geografica, il clima, densità popolazione, topografia, etc.; il modello andrà quindi migliorato tramite ulteriori studi, e dovrà anche essere integrato con una metodologia LCA.</p>	
<p>Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review.</p>	<p>✓ MAUT;</p> <p>✓ AHP;</p> <p>✓ PROMETHEE;</p> <p>✓ ELECTRE;</p> <p>✓ Altri;</p>	<p>✓ È stata riscontrata una buona applicabilità dei metodi MCDM in scenari socio economici caratterizzati da</p>	<p>Pohekar et al., 2004</p>

		<p>evoluzione continua nel tempo; questi metodi sono il risultato di un importante cambio di paradigma negli approcci alla pianificazione energetica;</p> <p>✓ Questi metodi sono risultati popolari, in primo luogo, nel settore delle FER;</p>	
--	--	--	--

## Capitolo terzo

### MATERIALI E METODI

#### 3.1. AVERT

##### *Introduzione*

Per una valutazione delle prestazioni più approfondita, tramite comparazione con LCA, il metodo scelto per questo studio è *Avert*, poiché permette di incorporare, e con buoni risultati, una serie di dinamiche complesse, altrimenti difficili da cogliere, nella rappresentazione di un sistema energetico, e di sintetizzarle in modo tale da non aumentare eccessivamente gli oneri a livello di calcolo e di professionalità e conoscenze richieste, in fase di pianificazione e promozione di politiche energetiche da parte di decisori di livello sia locale, ma anche regionale, volte a conseguire effetti di adeguamento delle emissioni a specifici *standards*, e di tutela della salute pubblica.

Innanzitutto, queste dinamiche sono determinate da una serie di fattori, che riguardano la rete elettrica da un lato, e l'atmosfera terrestre dall'altro.

Per quanto riguarda la rete elettrica, tra i principali aspetti di interesse vi sono:

- ✓ Potenza nominale di ciascuna EGU (*Electric Generating Unit*);
- ✓ Energia (ed emissioni) erogata da ciascuna EGU su un certo arco temporale di riferimento (anno base);
- ✓ Interruzioni della produzione dovute a guasti o a manutenzione straordinaria/programmata degli impianti;
- ✓ L'eventuale impiego di fonti di riserva per garantire continuità di esercizio in situazioni di necessità;
- ✓ Variazioni orarie, giornaliere o stagionali, nella domanda da parte delle utenze finali, soprattutto domestiche;
- ✓ Il tasso di emissione in atmosfera associato a ciascuna EGU, e dipendente anche dalle varie condizioni operative (es. variazione efficienza in base al carico, *Ramp Rate*, etc. - vedi seguito).

Per quanto concerne, invece, il conseguente impatto ambientale, occorrerà tenere presente:

- ✓ Caratteristiche ambientali, come la temperatura, il grado di soleggiamento, il regime dei venti;
- ✓ Formazione di Smog Fotochimico nelle fasce temporali più calde, con conseguente trasformazione chimica, più o meno parziale, dei prodotti immessi in atmosfera;
- ✓ Grado di dispersione, a livello locale, dei gas emessi, ad opera degli agenti atmosferici;
- ✓ La dipendenza dalla stagionalità;

I seguenti paragrafi sono tratti dal manuale di *Avert* verr. 2.1-2.3.

Il software *Avert* (*A*voided *E*missions and *g*ene*R*ation *T*ool) della US EPA (*E*nvironment *P*rotection *A*gency) è un applicativo in formato excel, liberamente scaricabile dal web, che può essere utilizzato per valutare i benefici - in termini di riduzione dell'inquinamento atmosferico e/o risparmio energetico - delle politiche e dei programmi *EE/RE*.

*Avert* suddivide il territorio degli Stati Uniti in 10 macro-regioni, non interdipendenti sotto il profilo della gestione del rispettivo sistema di produzione e distribuzione dell'energia<sup>3</sup>.

L'applicazione si compone di tre moduli: *Statistical Module*, *Main Module* e *Future Year Scenario Template*.

---

<sup>3</sup> Queste regioni sono degli aggregati delle sottoregioni *eGRID* utilizzate dall'EPA.

## *Statistical Module*

Quella che segue è una descrizione tecnica delle procedure di analisi ed elaborazione dati utilizzate dall'algoritmo di AVERT per produrre il set di dati che sarà utilizzato dal modulo principale per il calcolo delle emissioni atmosferiche evitate, che vengono implementate nel modulo statistico.

Per ciascuna Regione, basandosi sui dati storici (di anni recenti), AVERT è in grado di eseguire delle elaborazioni statistiche preliminari, al fine di estrapolare, per ogni singola EGU (di potenza superiore a 25 MW), una curva che descriva il suo comportamento al variare delle condizioni di carico energetico.

L'algoritmo, innanzitutto, estrapola statistiche su come ogni EGU risponde alle richieste per ogni "scalino" del livello di carico regionale (*load bin*), ovvero intervalli discreti che vanno da zero fino al livello massimo di produzione, in MW, raggiungibile se tutte le EGU della regione fossero al massimo livello di produzione. Vengono costruiti tre set di dati:

- ✚ Frazione di tempo in cui ogni unità, all'interno di ciascun *load bin*, si trova in funzione (energia erogata > 0);
- ✚ Produzione - per ogni EGU in funzione - in ogni singolo *load bin*: la produzione di ogni EGU in funzione, viene suddivisa, a sua volta, in intervalli discreti di uguale ampiezza (*generation bins*); poi, per ogni *load bin*, viene determinato il numero di ore durante le quali l'unità si trova in un determinato *generation bin*; in questo modo, per la singola EGU in ogni *load bin*, il modello crea una distribuzione discreta dell'energia generata, la quale funge da variabile *proxy* rispetto alla probabilità che la EGU sia reclutata (i.e. energia erogata > 0);
- ✚ Infine, l'ultima fase dell'elaborazione stabilisce una relazione quantitativa tra la produzione energetica lorda (i.e. input termico), quella netta, e le emissioni dei vari inquinanti, per ogni EGU<sup>4</sup>;

---

<sup>4</sup> I dati di produzione ed emissioni sono ricavati, per ogni EGU, dai dati degli *Acid Rain Program* dell'EPA. Inoltre, per il PM2.5, dati aggiuntivi sono ricavati moltiplicando l'input termico per i fattori di emissione specifici di ogni unità. Vengono creati i seguenti set di dati: emissioni SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, PM<sub>2.5</sub> e input termico, rispettivamente durante e al

Dopo aver interpolato questi dati, il Modulo Statistico può estrapolare il comportamento della rete al di là dei dati storici di partenza e, quindi, i valori attesi per l'input termico, la produzione e le relative emissioni, per ogni EGU e in ogni *load bin*.

In linea di massima, si possono ottenere tre tipologie principali di curve, a seconda del tipo di EGU: all'interno di una rete elettrica di una certa dimensione infatti, vi sono delle EGU designate per rimanere operative in modo continuo, che non sono influenzate dalle oscillazioni della domanda energetica totale (EGU di tipo *baseload*); altre EGU, invece, possono essere soggette a variazioni del loro regime operativo, al variare della domanda stessa (*intermediate-load EGU* e *peak-load EGU*); ciascuno di questi tipi di EGU darà origine a curve tipiche – vedi Fig. 3.1 – cosicché la rete, nel complesso, mantenga sempre una certa capacità di adeguarsi dinamicamente alle richieste esterne; queste ultime due tipologie, vengono dette *marginal EGU*.

I pattern di attivazione/disattivazione di queste EGU, quindi, non sono casuali, ma, seguono criteri basati sul rapporto costi operativi/benefici, con le unità a carbone, ad es., che hanno costi di esercizio più bassi (ma maggiori tassi di emissione) reclutate in via preferenziale rispetto alle unità a gas, che a loro volta presentano maggiori costi operativi (ma minori emissioni) rispetto alla prime; in sostanza, *Avert* riesce ad estrapolare questi pattern a partire dai dati storici di cui sopra, e per fare questo, si serve del Modulo Statistico.

---

difuori della stagione dell'Ozono (i.e. da Maggio a Settembre). N.B. i valori dell' input termico specifico (i.e. input termico su output unitario) e della CO<sub>2</sub>, non variano in maniera considerevole in differenti stagioni, ma vengono comunque suddivisi nei due set per convenienza di calcolo.

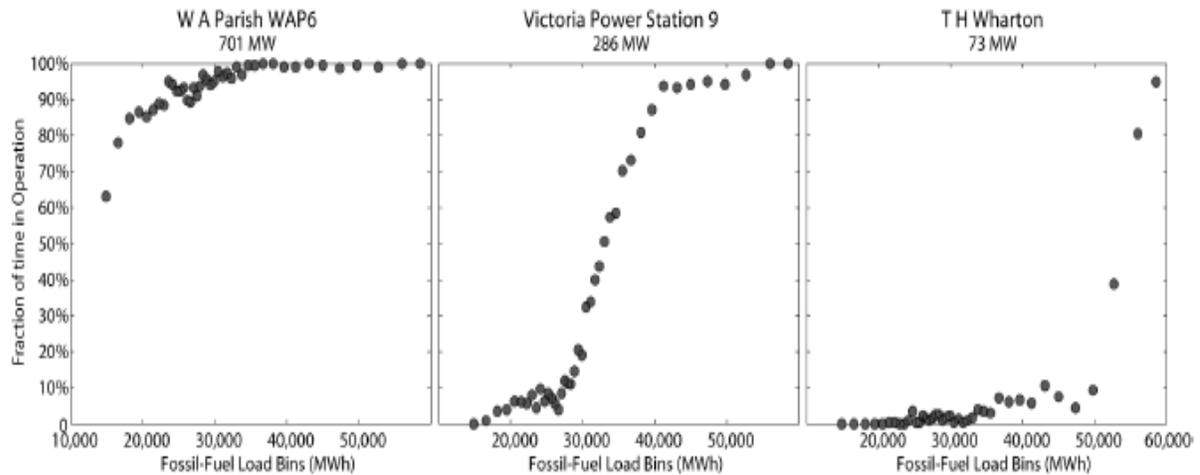


Fig. 3.1. Rappresentazione delle tre tipologie principali di EGU in base alla distribuzione della frazione di tempo di esercizio vs i livelli di carico della rete elettrica; da sinistra a destra: *baseload* EGU, *intermediate-load* EGU e *peak-load* EGU. (Manuale Avert).

Queste analisi preliminari - ulteriormente raffinate e validate tramite una tecnica di tipo "Monte Carlo", combinate ai dati sul carico orario nell'anno base forniti negli *Air Markets Program Data* dall'*EPA Clean Air Market Division*) - vengono incorporate, in formato excel, nel *Regional Data File*.

Gli RDF sono scaricabili dal sito di Avert (<https://www.epa.gov/avert/download-avert>).

## Modulo principale (Main Module)

### Il Regional Data File

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	EPA_NetG	AVERT RD	MCRuns:	1000	MGenRu	500							Load bin edge	1	2	3	
2	Year Analysis					Data: Generation (MW)							Load bin edge value (MW)	554	665	775	
3	Month	Day	Hour	Regional Load (MW)										Load Bin Medians			
4	1	1	0	7821	State	County	Lat	Lon	FuelType	ORISPL Code	Unit Code	Full Unit Name	554	665	775		
5	1	1	1	6586	CA	Kern Cour	35,2802	-119,47	Gas	55400	CTG-2	Elk Hills Power CTG-2	55,55937	68,622	79,22032	81,24	
6	1	1	2	5668	CA	Kern Cour	35,2802	-119,47	Gas	55400	CTG-1	Elk Hills Power CTG-1	44,26705	55,84958	66,73837	75,24	
7	1	1	3	5189	CA	Los Angel	33,9983	-118,222	Gas	56041	M1	Malburg Generating Station	8,746816	11,01695	13,06839	14,5	
8	1	1	4	5082	CA	Los Angel	33,9983	-118,222	Gas	56041	M2	Malburg Generating Station	9,714895	10,90476	12,68789	15,24	
9	1	1	5	4844	CA	Contra Co	38,03	-121,871	Gas	55217	X724	Los Medanos Energy Center	41,90032	53,97358	59,58689	67,22	
10	1	1	6	4825	CA	Los Angel	34,1788	-118,315	Gas	56046		1 Magnolia 1	36,99963	52,90658	56,30547	60,97	
11	1	1	7	4809	CA	Imperial C	32,8022	-115,54	Gas	389	02-mar	El Centro 3-2	8,711079	10,68182	12,65987	14	
12	1	1	8	4649	CA	Imperial C	32,8022	-115,54	Gas	389	01-mar	El Centro 3-1	6,307368	7,438526	9,122947	11	
13	1	1	9	4276	CA	Sacramen	38,3383	-121,124	Other	55970	3	Cosumnes Power Plant 3	21,86368	25,29042	34,10653	36,87	
14	1	1	10	4008	CA	Sacramen	38,3383	-121,124	Other	55970	2	Cosumnes Power Plant 2	21,99032	22,91968	27,67695	34,88	
15	1	1	11	3991	CA	San Joaqui	37,9416	-121,327	Other	54238	BIOMS1	DTE Stockton BIOMS1	3,155132	3,954895	4,521105	4,97	
16	1	1	12	4056	CA	Sacramen	38,4461	-121,461	Gas	7527	1	Carson Cogeneration 1	4,886974	5,544921	7,356421	8,107	
17	1	1	13	4200	CA	Sacramen	38,5306	-121,399	Gas	7551	1A	SCA Cogen II 1A	4,994211	5,141474	6,614316	8,136	
18	1	1	14	4641	CA	Los Angel	33,7639	-118,094	Gas	400	10	Haynes Generating Station	17,18903	21,88811	26,33855	28,46	
19	1	1	15	5325	CA	Los Angel	34,1556	-118,278	Gas	377	5	Grayson Power Plant 5	3,275947	4,265474	5,287947	5,59	
20	1	1	16	7031	UT	Millard Cc	39,5035	-112,581	Coal	6481	1SGA	Intermountain 1SGA	78,83524	87,55182	96,71489	122,1	
21	1	1	17	8467	CA	Sacramen	38,5306	-121,399	Gas	7551	1B	SCA Cogen II 1B	3,639842	4,632474	5,511526	6,74	
22	1	1	18	8830	CA	Stanislaus	37,4878	-120,896	Gas	56078	1	Walnut Energy Center 1	7,409158	6,712632	9,145316	10,9	
23	1	1	19	8973	CA	Los Angel	33,7639	-118,094	Gas	400	9	Haynes Generating Station	10,04837	14,40029	16,02737	18,5	
24	1	1	20	8868	CA	Los Angel	33,7639	-118,094	Gas	400	8	Haynes Generating Station	6,413316	8,41665	9,551105	13,5	

Fig. 3.2. Schermata esemplificativa del *Regional Data File* della regione Avert “California”.

Per meglio capire come si presentano i dati in AVERT, in Fig. 3.2 è riportata la schermata relativa al *Regional Data File* della regione “California”;

Le prime 5 colonne (*blu*) riportano il riferimento temporale, quindi il mese, il giorno e l’ora dell’anno base;

La colonna “*Regional load*” (*rosa*) riporta, in MWh/h, e per ogni ora dell’anno base, la quantità di energia elettrica immessa nella rete<sup>5</sup>, prodotta a partire da una certa quantità di combustibile (*Heat Input*); come detto in precedenza, questa quantità riflette la domanda, in ogni data ora, da parte delle utenze finali;

Le colonne seguenti (*verde*) sono invece relative ai dati identificativi delle EGU ed indicano, rispettivamente, lo Stato, la Contea, la Latitudine e la Longitudine dell’impianto, il tipo di Combustibile utilizzato (Carbone, Gas, Petrolio/nafta o “Altro”), i vari Codici identificativi dell’unità, ed il suo Nome;

Vi sono poi alcune decine di colonne (*giallo*), numerate da 1 fino a generalmente cinquanta o sessanta, che rappresentano i *Load bin*, derivanti dalla scomposizione del carico regionale in intervalli discreti, ciascuno dei quali caratterizzato dal suo valore mediano, in MW, e disposti in ordine crescente, dal livello di carico minimo a quello massimo registrabili.

Infine, vi sono i dataset statistici (*arancione*) con i dati sul comportamento delle EGU nei vari *load bin*; quello in figura è relativo ai dati sulla produzione (*Generation*)<sup>6</sup>. Questi dati sono il risultato dell’analisi ed elaborazione dello storico, prodotta, nella fase precedente, dal modulo statistico di AVERT, ed incorporata nel presente foglio di lavoro, contestualmente alla creazione del *Regional Data File*<sup>6</sup>, ed esprimono, appunto, il comportamento di ogni singola EGU al variare del carico (curva descritta nella sezione precedente).

Nota: i dati fino all’estate 2017 sono stati prodotti con il modello “*EPABase*”. Per segnalare i cambiamenti metodologici apportati - inclusi l’aggiunta di dati sul PM2.5, ed il passaggio dalla produzione lorda a quella netta - nella nomenclatura degli RDF, è stata introdotta la dicitura “*EPA\_NetGen\_PM25*”.

---

<sup>5</sup> Il valore netto (i.e. l’energia in uscita dall’unità ed immessa nella rete di distribuzione) è ricavato applicando correzioni per tenere conto delle cosiddette “perdite parassitarie”, dovute all’assorbimento energetico da parte delle apparecchiature ausiliarie, come ventilatori, pompe, riscaldamento/raffreddamento, e sistemi di controllo; in genere queste perdite possono arrivare, per una singola unità, fino al 10%.

<sup>6</sup> Oltre a *generation*, vi sono altri set di dati analoghi, e sono, rispettivamente:; *SO<sub>2</sub> ozone season*; *SO<sub>2</sub> not ozone season*; *NO<sub>x</sub> ozone season*; *NO<sub>x</sub> not ozone season*; *CO<sub>2</sub> ozone season*; *CO<sub>2</sub> not ozone season*; *Heat Input Ozone Season*; *Heat Input Not Ozone Season*; *PM<sub>2.5</sub> Ozone Season*; *PM<sub>2.5</sub> Not Ozone Season*.

## *Future Year Scenario Template*

Il terzo ed ultimo modulo di AVERT è il *Future Year Scenario Template*, che, in sostanza, permette all'utente (prima di inserire i dati nel modulo statistico - vedi "*Statistical Module*"), di modificare individualmente le EGU appartenenti alla flotta della regione scelta, ed, in particolare, di simulare:

- il ritiro dalla flotta di singole EGU;
- l'aggiunta di nuove EGU "*proxy*" rispetto a quelle esistenti; in questo caso, l'utente ha la possibilità di creare nuove EGU utilizzando, come *proxy*, appunto, i profili di produzione, nei singoli *load bin*, delle EGU esistenti, già prodotti dallo *Statistical Module*.

*N.B.* In molti casi, ed in molte delle regioni trattate, la variabilità dei comportamenti delle EGU già modellizzate, è sufficiente per fornire dei validi *proxy*, almeno nei casi di unità alimentate con combustibili più "tradizionali" (nel caso di impianti più "innovativi", i *proxy* potrebbero essere non ben rappresentati a causa della scarsità di dati); è possibile, inoltre, specificare ulteriori parametri, come la capacità elettrica voluta, lo Stato e la Contea dove la nuova EGU sarà ubicata, o anche le esatte coordinate geografiche dell'impianto;

- aggiornamento tassi di emissione di EGU conseguente ad ammodernamenti tecnologici previsti.

## *I Dati*

AVERT utilizza i dati ottenuti nell'ambito degli *Acid Rain Program*, collezionati negli *Air Market Program Data (AMPD)* dall'*EPA Clean Air Market Division (CAMD)*; i dati AMPD riguardano le singole EGU (solo quelle di potenza superiore a 25 MW), e comprendono: la produzione energetica lorda - in MWh/h; l'output di vapore - in tonn - dai sistemi a ciclo combinato; l'input termico - in MMBtu (milioni di unità termiche britanniche metriche), e le emissioni di anidride solforosa (SO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), ed anidride carbonica (CO<sub>2</sub>). ; i valori delle emissioni specifiche del PM<sub>2.5</sub> sono ricavati combinando i dati del *National Emissions Inventory* del 2014 con quelli dell'input termico degli AMPD; se l'anno è precedente, vengono assegnati fattori emissivi medi di impianti con caratteristiche simili, all'interno della stessa regione AVERT.

La produzione netta è ottenuta da quella lorda utilizzando fattori di dispersione specifici per ogni unità; questi fattori sono determinati confrontando la produzione lorda con quella netta, fornita dall'*Energy Information Administration* del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti, utilizzando dati del 2015 (i fattori empirici sono risultati compatibili con quelli in letteratura).<sup>6</sup>

Sono stati utilizzati fattori di dispersione diversi per unità a carbone con o senza controllo delle emissioni di zolfo (8.3% e 6.9%, rispettivamente), unità a gas a ciclo combinato (3.3%), e turbine a combustione (2.2%), ed unità a gas naturale o nafta (7.7%).

I Fattori di Capacità orari annuali per i sistemi FV non distribuiti, sono stati ottenuti con lo strumento *PVWatts v.1* (<https://pvwatts.nrel.gov/>) del *National Renewable Energy Laboratory*. Ogni valore regionale di questo Fattore è basato sulla media dei valori del fattore stesso calcolati in un certo numero – da 4 a 10 – di città rappresentative scelte entro i confini della regione AVERT.

I Fattori per l'eolico sono stati ottenuti da dataset annuali contenuti nel *Global Model Database* sviluppato da *AWS Truepower* per gli anni dal 2011 al 2013; in base alle dimensioni della regione AVERT, sono stati scelti, entro i rispettivi confini, dai 5 ai 15 siti, che forniscono una distribuzione rappresentativa di ipotetiche installazioni di pale eoliche; per ogni sito, è stato creato un set di dati

anemometrici orari, utilizzando i valori di velocità del vento di cui sopra, e poi ne è stato preso il valore medio; quest'ultimo è stato applicato alla curva di densità di potenza di una turbina modello *Vestas V1123 MW Wind Turbine*, ricavandone la corrispondente capacità media oraria; dividendo la capacità media oraria per la capacità nominale installata, si ottiene il Fattore di Capacità orario; ripetendo il procedimento per tutte le turbine in tutti i siti scelti, e facendo la media dei risultati, si è determinato il Fattore di Capacità regionale medio orario cercato.

## Tipi di risultati

Dopo avere scaricato ed avviato AVERT, la prima cosa da fare è scegliere la regione che si vuole analizzare, e l'anno base, quindi caricare il relativo RDF; lo step successivo consisterà nel definire, tramite alcuni parametri chiave, il programma EE/RE di cui si intende valutare l'impatto, e quindi procedere con i calcoli.

Gli output prodotti dal modello, a questo punto, consentiranno di valutare, a vari livelli di aggregazione spaziale (Regione, Stato, Contea) e temporale (anno, mese, settimana, giorno, etc..), ed anche a livello di singola EGU:

- il risparmio energetico e/o le emissioni di CO<sub>2</sub>, SOX, NOX e PM2.5 evitate grazie al tipo di programma EE/RE formulato<sup>7</sup>;
- è inoltre possibile produrre un file di dati da esportare, per l'utilizzo con il sistema SMOKE (*Sparse Matrix Operator Kernel Emissions*), ai fini della modellizzazione della dispersione atmosferica degli inquinanti (Fig. 3.3);
- grazie, invece, alla funzionalità COBRA (*CO-Benefits Risk Assessment*) si può valutare, fino al livello di Contea, l'impatto sanitario del programma EE/RE precedentemente formulato.

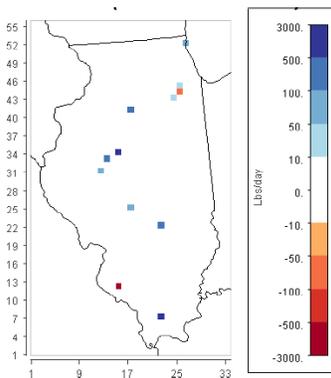


Fig 3.3. Output del modello SMOKE raffigurante le emissioni di NO<sub>x</sub> evitate, a livello di Contea, da programmi EE/RE in Illinois.

<sup>7</sup> Nel caso di alcuni programmi EE e del solare *rooftop*, AVERT, nel computo delle emissioni evitate, tiene conto anche delle perdite di rete escluse grazie al consumo in loco dell'energia prodotta.

## ***Problematiche***

In generale, le dinamiche delle *baseload EGU*, secondo *Denholm et al. (2007)*, non si presterebbero facilmente ad accomodare le fluttuazioni della domanda, soprattutto quando ulteriori elementi di fluttuazione sono introdotti proprio dalle FER, che hanno generalmente andamenti intermittenti e non sempre prevedibili, con il risultato che in alcuni casi la produzione da FER vada addirittura sprecata, anche nel caso in cui questa rappresenti una quota già modesta sul totale.

Tra le principali problematiche, in aggiunta, si annoverano:

- La capacità degli impianti di adattarsi alle variazioni temporali della domanda energetica, dipendente dal *Ramp Rate* (vedi seguito), minore per le *baseload EGU*;
- Maggiore probabilità di guasti e accorciamento della vita utile dell'impianto in caso di aumento della frequenza dei cicli di avvio/fermata;
- Maggiori emissioni inquinanti in caso di aumento della frequenza dei suddetti cicli, o di utilizzo dell'impianto a capacità inferiori a quella di regime.

Tutto ciò può diminuire drasticamente i vantaggi derivanti dall'introduzione delle FER in tali sistemi, tanto che la soluzione proposta da *Cochran et al. (2013)* a questo proposito, prevede che le *baseload EGU* vengano convertite proprio allo scopo di diventare maggiormente "flessibili", senza però incrementarne gli aspetti disfunzionali.

Da sottolineare che, sui grandi numeri, questi fenomeni diventano meno incidenti (*Lew et al, 2013*) mentre, su scala più piccola, essi mantengono una certa influenza, corroborando la necessità di adeguati modelli per lo studio di questi effetti a livello locale.

### *Esempio di applicazione in AVERT*

Le difficoltà nel determinare come determinati programmi EE/RE possano impattare sul sistema energetico, e quindi sul bilancio emissivo, sono dimostrate da un semplice esempio (Fig. 3.4): in questo caso, un impianto da 1000 MW è servito da sei EGU, due delle quali alimentate a carbone (per una capacità totale di circa 400 MW), e quattro a gas naturale (cap. tot. .ca 600 MW), con un tasso di emissioni medio dell'impianto  $FE_i$ . Imponendo una aliquota di produzione da una certa FER, ad es. 200 MW di energia solare sui 1000 MW totali, secondo i pattern di reclutamento delle unità, si andrebbe ad intaccare esclusivamente la produzione di unità a gas ( $FE_{gas} = 0.5 \text{ t}_{CO2}/MWh$ ), e per nulla di quelle a carbone ( $FE_{carb} = 1.0 \text{ t}_{CO2}/MWh$ ) - nonostante queste ultime siano due volte più inquinanti - ottenendo un tasso di emissioni medio dell'impianto  $FE_i = 0.52 \text{ t}/MWh$ . Inoltre, triplicando la capacità di produzione da solare (600 MW/1000 MW) si otterrebbe un risultato non proporzionale all'investimento in potenza, con un tasso di emissioni finale di  $FE_i = 0.59 \text{ t}/MWh$ , quindi solo di poco più basso rispetto a quanto ottenuto dal programma da 200 MW, nonostante la capacità nominale di quest'ultimo sia tre volte maggiore.

Questa dipendenza non lineare non può essere efficacemente stimata prescindendo dalla conoscenza della dinamica propria del particolare sistema in oggetto. L'esempio descritto è molto semplificato, poiché, in realtà, in queste dinamiche entrano in gioco anche altri importanti fattori, come ad es. il *Ramp Rate* (i.e. la capacità di variazione della tensione erogata nell'unità di tempo), i vari vincoli a livello di trasmissione, e la tipologia di EGU interessata, ovvero *peak*, *base* o *intermediate*.

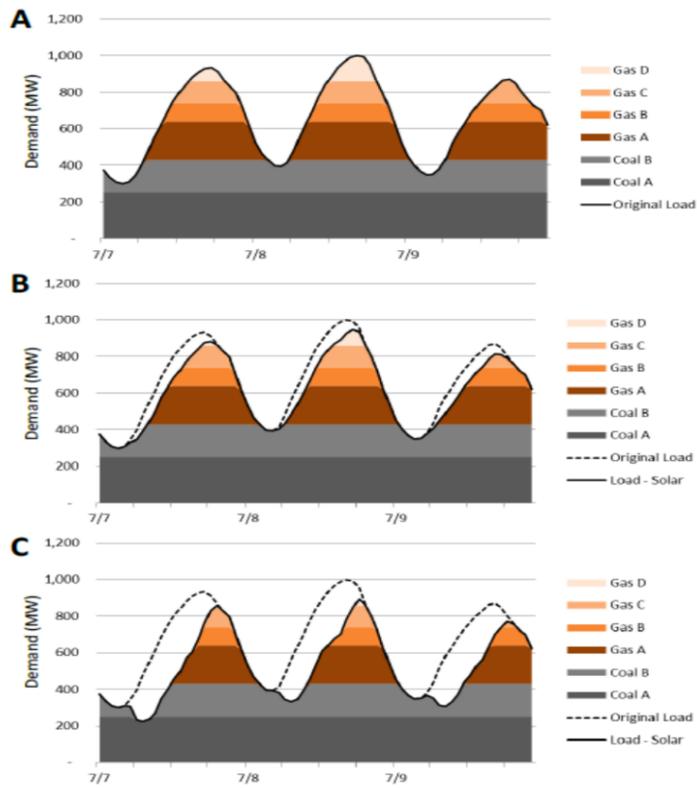


Fig. 3.4. Esempio semplificato, su un periodo di tre giorni, di sistema energetico, e carico su fonti fossili sostituito, grazie a contingenti variabili di energia solare. (A) Caso base; (B) Solare da 200 MW; (C) Solare da 600 MW.

### 3.2. GABI

#### *Introduzione – lo studio del ciclo di vita di prodotti o servizi*

Il Life Cycle Assessment (LCA) è uno strumento che permette di identificare e quantificare gli impatti ambientali di prodotti e servizi di diverso genere, valutando tutte le fasi che caratterizzano il loro ciclo di vita, dal reperimento di materie prime ed energia, all'utilizzo, e fino allo smaltimento. Tale valutazione del ciclo di vita è normata dagli standard internazionali UNI EN ISO 14040 (2006 - *Gestione ambientale, Valutazione del ciclo di vita, Principi e quadro di riferimento*) e UNI EN ISO 14044 (2018 - *Valutazione del ciclo di vita, Definizione e Linee guida*), che ne definiscono principi di base e modalità generali di applicazione.

Un'analisi LCA è costituita da quattro fasi principali:

- Definizione dell'obiettivo e dello scopo;
- Analisi dell'inventario;
- Analisi degli impatti;
- Interpretazione dei risultati;

I confini del sistema determinano quali unità di processo, elementi minimi nel sistema di prodotto, sono coinvolte nell'analisi LCA, tenendo conto dell'obiettivo e dello scopo dello studio, facendo assunzioni e utilizzando criteri di *cut-off* adeguati; graficamente sono utilizzati diagrammi di flusso che mostrano i diversi processi, le relazioni tra di essi, gli input e gli output di materia ed energia per ogni unità.

La qualità dei dati è un parametro fondamentale per tutte le fasi dell'analisi LCA, ed è esprimibile sotto diversi punti di vista: copertura temporale, geografica e tecnologica, completezza, riproducibilità, precisione, consistenza, rappresentatività, conoscenza della fonte dei dati. Inoltre, se lo scopo è quello di confrontare sistemi diversi, per tutti sarà necessario usare gli stessi parametri di qualità, la stessa unità funzionale, le stesse categorie di impatto, le stesse modalità di allocazione e di trattamento dati input e output (ISO, *Valutazione del ciclo di vita, Definizione e Linee guida*, 2018).

La seconda fase è quella dell'analisi dell'inventario (LCI), nella quale si descrive in dettaglio il sistema di prodotto, raccogliendo tutti i dati a disposizione, quelli diretti, quelli stimati e quelli calcolati che sono relativi a flussi di input e output per ogni unità di processo; questi poi vengono correlati all'unità funzionale. Per realizzare tale fase si utilizzano dei software specifici i cui database forniscono i dati unitari per ogni flusso in input e output;

Nella successiva analisi degli impatti, in primo luogo si indicano quali categorie di impatto utilizzare ed i relativi indicatori e modelli; la scelta delle categorie deve ricadere su quelle internazionalmente riconosciute, che interessino le situazioni ambientali relative al sistema in oggetto e siano scientificamente valide (ISO, *Valutazione del ciclo di vita, Definizione e Linee guida*, 2018).

Le categorie sono suddivise in tre classi:

- Salute umana (Effetti cancerogeni sulla salute umana, Effetti non cancerogeni sulla salute umana, Radiazioni ionizzanti per la salute umana);
- Esaurimento delle risorse (Uso del suolo, Uso delle risorse energetiche e Uso delle risorse- minerali e metalli);
- Conservazione dell'ambiente (Cambiamenti climatici, Riduzione dell'ozono, Formazione di ozono fotochimico, Acidificazione terrestre e delle acque dolci, Eutrofizzazione, Ecotossicità per le acque dolci, Contaminanti inorganici dannosi per le vie respiratorie).

In particolare si fa riferimento ai documenti guida prodotti dallo *European Commission Joint Research Centre (EU-JRC)*, come l'*International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook*

(<https://eplca.jrc.ec.europa.eu/ilcdHandbook.html>). Solo dopo aver definito le categorie idonee, si realizzano le fasi di classificazione e caratterizzazione:

nella prima, ad ogni flusso del sistema di prodotto calcolato nell'analisi dell'inventario si correla una o più categorie di impatto e per ognuna di queste poi, nel secondo step, si ha la moltiplicazione tra i flussi in input e output e il fattore di caratterizzazione proprio di ogni categoria.

Dopo queste fasi principali possono essere realizzati passaggi facoltativi quali normalizzazione, raggruppamento, pesatura ed analisi di qualità. Nella

normalizzazione i risultati della caratterizzazione di ogni categoria di impatto sono moltiplicati rispetto allo stesso fattore di riferimento che può considerare per esempio input e output per una specifica area geografica, potendo così confrontare fra loro le varie categorie; nel raggruppamento si accorpano diverse categorie di impatto in base a livelli di priorità o per località geografica; nella pesatura si convertono i risultati della normalizzazione mediante moltiplicazione con fattori di pesatura derivanti da decisioni più soggettive, non rigorosamente scientifiche; l'analisi di qualità è funzionale all'approfondimento di incertezza, sensibilità e significatività dell'analisi realizzata (ISO, *Valutazione del ciclo di vita, Definizione e Linee guida*, 2018).

Infine, l'ultima fase è quella dell'interpretazione dell'analisi nella quale si delineano conclusioni e raccomandazioni e si evidenziano eventuali problematiche e limitazioni riscontrate in tutte le fasi precedenti (ISO, *Valutazione del ciclo di vita, Definizione e Linee guida*, 2018).

## Capitolo quarto

### ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

#### *4.1. Area geografica scelta*

La regione AVERT scelta nel presente studio è quella designata come “California” (California ISO, regione che rappresenta il 100% della produzione energetica, da fonti fossili, dello stato della California - circa  $8 \cdot 10^7$  MWh nel 2018 - ed il 35% di quella dello Utah (UT), ed, in piccola parte, anche del Nevada (NV), per ulteriori, rispettivamente,  $8 \cdot 10^6$  e  $1,6 \cdot 10^6$  MWh nel 2018.

N.B. quest’ultima quota di energia, sebbene prodotta da impianti collocati in altri stati, è da considerarsi, tuttavia, destinata alle utenze della California.

(Fonte: *Avert Regional Data File – California, 2018*, su dati *EPA, AMPD, 2018*).

Lo stato della California conta una popolazione di 39.4 mln di unità nel 2017 (Ufficio del censimento degli Stati Uniti d’America).

Rappresenta il terzo stato per superficie, ed il primo per popolazione degli USA; la sua capitale è Sacramento.

Si affaccia sull’Oceano Pacifico fra  $32^{\circ}30'$  e  $42^{\circ}$  lat. N, confinando con gli stati federati di Oregon a N, Nevada e Arizona ad E, e con il Messico a S.

### *Caratteri fisici e climatici*

Il rilievo della C. è formato da due catene montuose parallele alla costa: a O la Catena Costiera (alt. max 2464 m) e ad E la Sierra Nevada (alt. max 4418 m – Monte Whitney).

Fra i rilievi costieri e la Sierra Nevada, si apre un'ampia depressione, percorsa dai fiumi Sacramento (a N) e San Joaquín (a S): la Central Valley, allungata da NO a SE per quasi 800 km, con larghezza da 40 a 80 km. Lungo l'oceano, il litorale è compatto, e quasi ovunque importuoso, intagliato solo dalla profonda Baia di San Francisco.

Ad E ed a SE, verso il confine con l'Arizona ed il Nevada, si estendono bacini interni aridissimi, quali i deserti del Colorado e di Mojave, e la depressione della Valle della Morte, che scende a 85m sotto il livello del mare. Agli estremi sud-orientali, lo Stato abbraccia una zona del bacino del fiume Colorado che segna i suoi confini per oltre 300 km.

Il clima è vario, influenzato notevolmente dalle condizioni morfologiche e altimetriche, con caratteristiche mediterranee. Le piogge sono generalmente scarse (specialmente nella zona meridionale: 400-700 mm annui) ed essenzialmente invernali, più copiose solo nella zona costiera a Nord di San Francisco (fino a 1200-1500 mm annui); le zone di maggiore piovosità (oltre 1500 mm) si scaglionano sulla Sierra Nevada. La sezione sud-orientale è poi assai calda e arida (piovosità meno di 250 mm).

## ***Economia***

La C. ha una ricca agricoltura; la pesca è molto attiva, ed ha i suoi centri più importanti a San Pedro e a San Francisco. L'espansione industriale è stata favorita dalla presenza di risorse minerarie, ed, in primo luogo, da cospicui giacimenti di petrolio (la C. ne fornisce il 13% della produzione statunitense) e di gas naturale, anche se le grandi raffinerie di Long Beach lavorano soprattutto il greggio dell'Alaska o quello importato.

Lo Stato dispone, inoltre, di oro, rame, zinco, tungsteno ecc. In una prima fase hanno avuto grande sviluppo le industrie di trasformazione dei prodotti agricoli e minerali, alle quali si sono poi affiancate quelle chimiche (Los Angeles), automobilistiche (Los Angeles), navalmeccaniche (Los Angeles, San Diego, San Francisco), aeronautiche (Los Angeles, San José, San Diego). Hanno assunto particolare importanza le industrie aerospaziali e quelle elettroniche, concentrate nella Silicon Valley (San José), la più nota area del mondo per produzioni che richiedono altissima specializzazione tecnologica. Per l'economia dello Stato, inoltre, sono vitali le commesse belliche.

Nel settore terziario, le principali attività economiche sono rappresentate dallo spettacolo e dal turismo.

(Fonte: *www.treccani.it*.)

## *Sistema energetico*

La tabella 4.1 descrive sinteticamente il sistema energetico dello stato della California.

Tabella 4.1. Composizione, in percentuale, del mix delle fonti energetiche dello stato della California, e valori di produzione adottati per rappresentare lo scenario energetico di base<sup>8</sup> (adattato da *eGRID 2018*).

Fonti Energetiche California	Frazione sul totale (eGRID 2018)	Produzione netta (MWh)
Carbone	0.001	1.65E+05
Gas	0.464	7.67E+07
Fossile	0.007	1.16E+06
Nucleare	0.093	1.54E+07
Idroelettrico	0.134	2.21E+07
Biomasse	0.031	5.12E+06
Eolico	0.072	1.19E+07
Solare	0.138	2.28E+07
Geotermico	0.06	9.92E+06

---

<sup>8</sup> i valori adottati sono stati estrapolati da AVERT

## *Normativa*

Per quanto riguarda la California, la normativa statale prescrive, come obiettivo, una quota di FER del 50% al 2030, che si può considerare già raggiunta nel 2020 (*California Public Utilities Commission – CPUC*). A titolo di confronto, la normativa italiana prevede, come richiesto dal *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima*, una quota globale di FER del 30% al 2030.

## 4.2 Obiettivo e scopo

Si tratta di uno studio comparativo, volto a confrontare il software Avert, che analizza le emissioni puntuali, cioè “al camino”, di unità per la produzione di energia elettrica destinata ad una rete di distribuzione, con un approccio di tipo LCA, capace di considerare tutte le fasi del ciclo di vita del prodotto energia.

L’obiettivo del lavoro è quello di identificare le eventuali differenze o discrepanze tra i due metodi di valutazione, e di proporre possibili integrazioni reciproche.

L’Unità Funzionale considerata è rappresentata dalla produzione energetica annuale dello stato della California, assunta pari a circa  $1.7 * 10^8$  MWh ( $5.98 * 10^{11}$  MJ)<sup>9</sup>, ottenuta con le fonti indicate in tabella 4.1 (con contributi variabili sulla base degli specifici scenari).

Il presente studio si focalizza, nello specifico, sulle fasi di LCI e determinazione della *Carbon Footprint*, espressa in termini di *Kg di CO<sub>2</sub> equivalente* generata, direttamente o indirettamente, durante il ciclo di produzione dell’energia elettrica; il metodo di quantificazione degli impatti cui il database utilizzato fa riferimento è *Environmental Footprint 3.0*.

---

<sup>9</sup> i valori adottati sono stati estrapolati da AVERT

La fig. 4.1 rappresenta i confini del sistema considerati per la presente analisi. I carichi ambientali del sistema energetico sono stati valutati mediante l'uso dei due software, GABI e AVERT, facendo variare, con contributi crescenti, gli apporti di energia da FER.

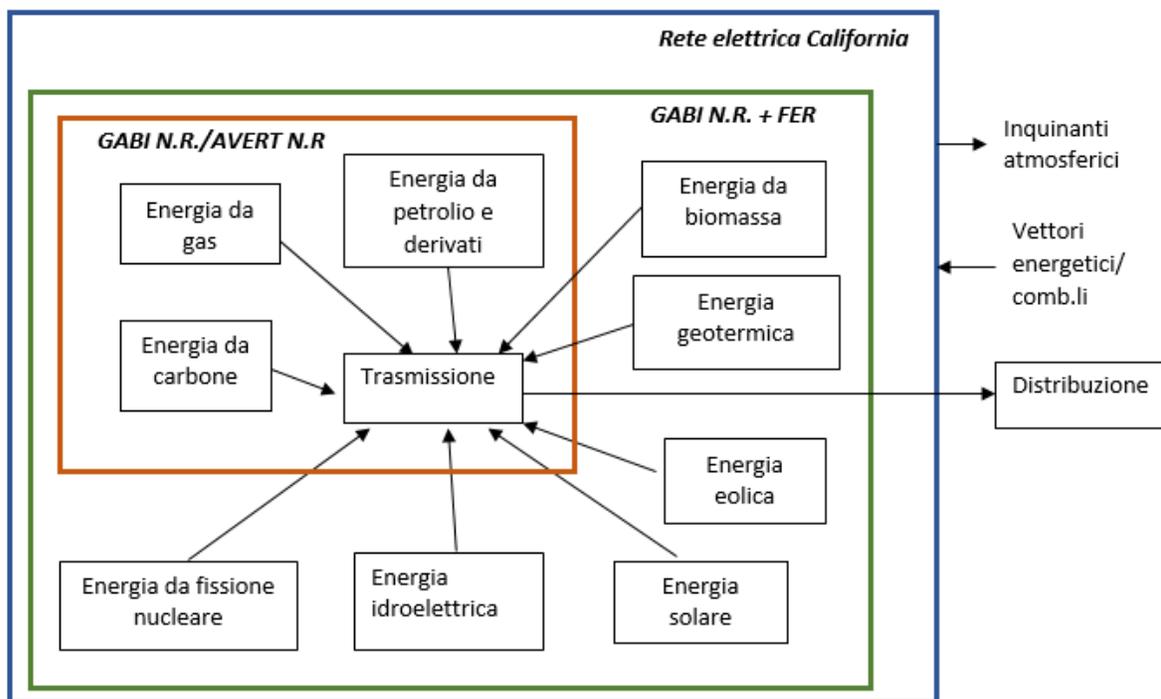


Fig. 4.1. Rappresentazione, con schema a blocchi, dei confini del sistema scelti, rispettivamente, per i due modelli, e delle varie fonti energetiche che costituiscono, nel complesso, la rete elettrica dello stato della California.

I sotto-processi e le attività incluse nei confini del sistema in GABI sono, per ciascuna fonte energetica (i.e. Processo), le seguenti:

- Estrazione risorse;
- Processamento;
- Trasporto;
- Produzione manifatturiera componenti e fabbricazione supporto;
- Produzione energia in impianto;(fase operativa);
- Trasmissione e distribuzione energia prodotta;
- Immagazzinamento acqua (per l'idroelettrico);
- Costruzione ed *End-of-Life* impianto;

I processi e le attività incluse nei confini del sistema in AVERT sono, per ciascuna fonte energetica (i.e. Processo), le seguenti:

- Produzione energia in impianto;
- Trasmissione e distribuzione;

#### ***4.3. Descrizione degli scenari***

Sono stati considerati scenari con contributi crescenti di FER all'interno del mix energetico della California, a partire dallo scenario "zero", che descrive il mix di partenza, cioè la situazione "attuale" (descritto in Tab. 3.1). Gli scenari valutati, come indicato in Tab.4.2, consentono di aumentare il contributo di FER, in sostituzione delle fonti fossili, al fine di dare la possibilità di quantificare gli impatti in termini di variazione delle emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> e PM<sub>10</sub> in atmosfera, (sia in AVERT che in GABI) e CO<sub>2</sub> equivalente (solo in GABI), al fine di un confronto di massima tra i due metodi.

Tabella 4.2. Fattori e livelli considerati per la valutazione. Nel caso del mix delle tre FER in GABI, è stato mantenuto costante il loro rapporto.

FATTORI	LIVELLI
Software	Gabi, Avert
Fonti energetiche da incrementare	GABI: Fotovoltaico; Eolico, Geotermico; Mix delle 3 con rapporto costante (3.5; 1.75; 1). AVERT: Solare FV; Solare <i>rooftop</i> ; Eolico; Mix delle 3 con rapporti variabili.
Incremento delle rinnovabili (%)	0; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 35; 40; 45; 50; 55;

### *Assunzioni e limitazioni*

Gli scenari hanno considerato un possibile incremento dei contributi di energia da solare, eolico, geotermico e una combinazione delle tre, tralasciando le altre (es. idroelettrico e biomasse) in quanto l'ipotesi di un loro aumento è risultata più complessa in termini di realizzazione su scala reale.

#### ***4.4. Analisi dell'Inventario (LCI): Gabi vs Avert***

Nella seconda fase dello studio, ovvero l'Analisi dell'Inventario, o LCI, vengono censiti tutti i flussi di input e output associati all'Unità Funzionale.

Le Tabb. 4.3 e 4.4 riportano i fattori di conversione utilizzati per il calcolo delle emissioni, e quantificano i flussi in output all'Unità Funzionale, rispettivamente.

Tab 4.3. Fattori di emissione specifici utilizzati per determinare le emissioni in valore assoluto dei vari inquinanti (Fonte: database GABI).

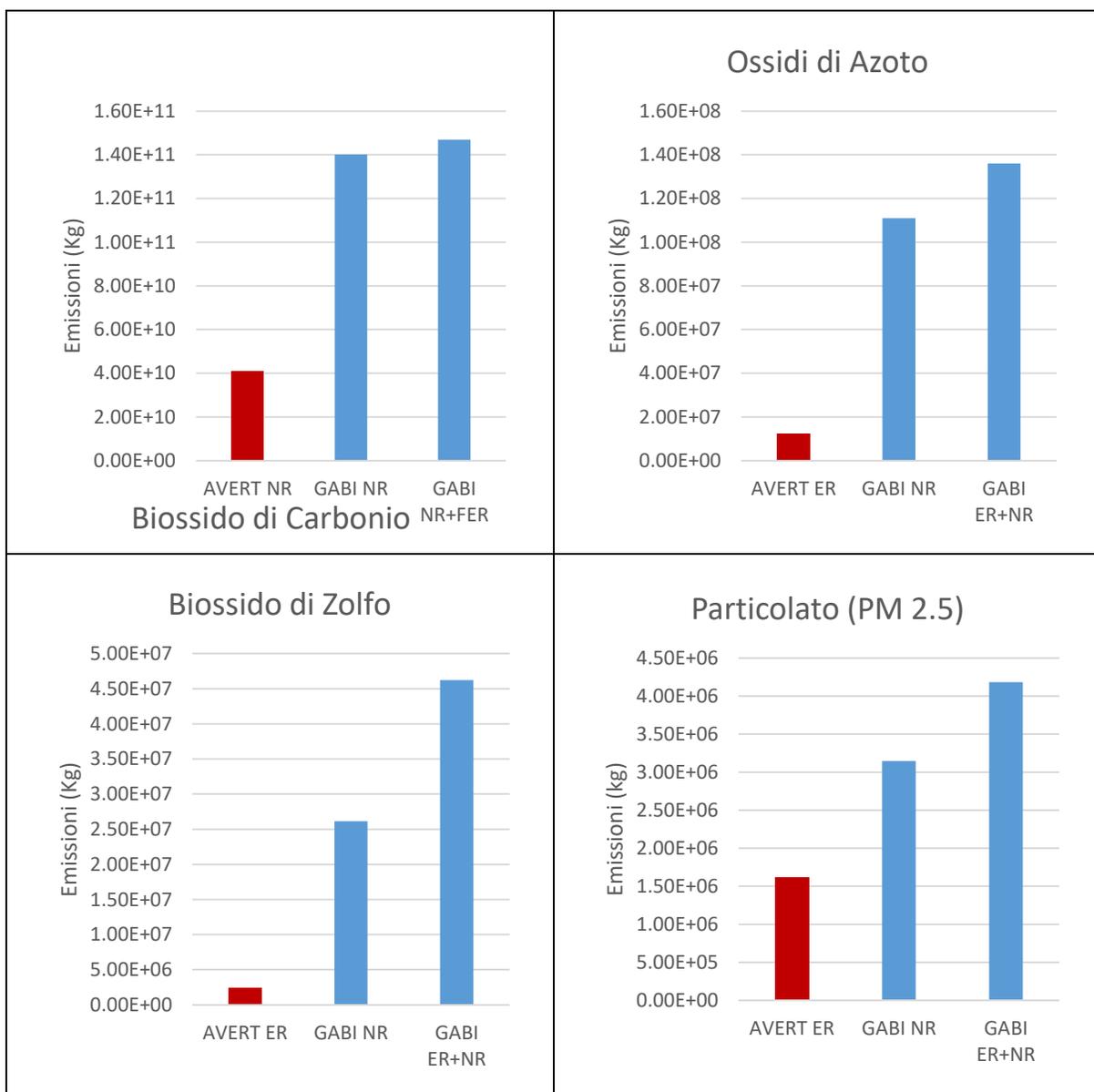
Processo	Fattori di conversione (Kg/MJ)				
	Carbon dioxide	Nitrogen dioxide	Nitrogen oxides	Sulphur dioxide	PM2.5
US: Electricity from biomass (solid) ts (MJ)	3.34E-02	1.25E-06	9.85E-04	6.52E-04	2.96E-05
US: Electricity from geothermal ts (MJ)	6.35E-02	1.32E-07	6.27E-06	1.51E-06	3.88E-07
US: Electricity from hard coal ts (MJ)	1.00E+00	3.15E-08	8.92E-04	1.05E-03	3.52E-05
US: Electricity from heavy fuel oil (HFO) ts (MJ)	9.59E-01	2.06E-08	2.24E-03	1.75E-03	7.72E-05
US: Electricity from hydro power ts (MJ)	7.16E-03	4.94E-08	2.22E-06	1.54E-06	2.38E-07
US: Electricity from natural gas ts (MJ)	4.91E-01	8.18E-08	3.66E-04	6.56E-05	1.02E-05
US: Electricity from nuclear ts (MJ)	4.40E-03	6.40E-07	1.82E-05	1.54E-05	4.87E-07
US: Electricity from photovoltaic ts (MJ)	3.35E-02	6.10E-07	5.88E-05	7.87E-05	4.77E-06
US: Electricity from wind power ts (MJ)	6.01E-03	5.33E-07	8.73E-06	8.65E-06	5.87E-07

Tab.4.4. Inventario e quantificazione dei flussi in output all'Unità Funzionale, suddivisi per singolo processo; i dati delle emissioni sono stati ottenuti tramite i fattori di conversione riportati in Tab. 3.3.

Processo	Output					
	Energia (MJ)	Carbon dioxide (Kg)	Nitrogen dioxide (Kg)	Nitrogen oxides (Kg)	Sulphur dioxide (Kg)	PM2.5 (Kg)
Electricity from biomass (solid) ts	1.86E+10	6.22E+08	2.33E+04	1.84E+07	1.22E+07	5.52E+05
Electricity from geothermal ts	3.61E+10	2.29E+09	4.75E+03	2.26E+05	5.45E+04	1.40E+04
Electricity from hard coal ts	6.01E+08	6.04E+08	1.90E+01	5.36E+05	6.33E+05	2.12E+04
Electricity from heavy fuel oil (HFO) ts	4.21E+09	4.03E+09	8.68E+01	9.44E+06	7.39E+06	3.25E+05
Electricity from hydro power ts	8.06E+10	5.77E+08	3.98E+03	1.78E+05	1.24E+05	1.92E+04
Electricity from natural gas ts	2.76E+11	1.36E+11	2.26E+04	1.01E+08	1.81E+07	2.80E+06
Electricity from nuclear ts	5.59E+10	2.46E+08	3.58E+04	1.02E+06	8.60E+05	2.73E+04
Electricity from photovoltaic ts	8.30E+10	2.78E+09	5.06E+04	4.88E+06	6.53E+06	3.95E+05
Electricity from wind power ts	4.33E+10	2.60E+08	2.31E+04	3.78E+05	3.74E+05	2.54E+04

Le elaborazioni in Avert sono state eseguite con la ver. 2.3 (Fig. 4.2 in *rosso*). I grafici confrontano le emissioni, per l'Unità Funzionale, stimate tramite i due distinti modelli. Per quanto riguarda Gabi, inoltre, è stata confrontata la valutazione escludendo le emissioni associate alle FER (GABI N.R.) con quella che invece ha incluso sia le FER che le N.R.. La differenza tra i risultati ottenuti con i due software è evidentemente legata al tipo di approccio adottato: Gabi, ad es. tiene conto anche degli impatti in fase di prelevamento delle materie prime dall'ambiente e di produzione dei supporti tecnologici, nonché del ciclo di vita (incluso il fine vita) dell'impianto di produzione energetica. L'effetto di questa visione più completa di Gabi è evidente con emissioni più alte per CO<sub>2</sub>, ossidi di azoto, anidride solforosa e particolato. Tale differenza varia da circa 2 volte (più alta) nel caso dei PM2.5 fino a 18 volte nel caso del biossido di zolfo. Anche l'allargamento dei confini del sistema alle FER, fa registrare un incremento delle emissioni medio del 20%, variabile sulla base della specifica emissione considerata.

Fig. 4.2. Confronto tra gli impatti complessivi, riferiti sempre allo scenario iniziale, nei tre sotto-sistemi considerati per l'LCA, rispettivamente: solo N.R. (AVERT); solo N.R. (GABI), e FER+N.R. (GABI).



Interessanti sono anche i risultati mostrati in Fig. 4.3, in cui è valutata la possibilità di sostituire percentuali crescenti di fonti non rinnovabili, con le FER. È evidente come tutte le tecnologie legate alle FER contribuiscano a diminuire le emissioni associate all'Unità Funzionale, con effetti benefici per l'ambiente. Tale effetto è

maggiormente evidenziato nelle stime eseguite con Gabi, che mostrano pendenze delle rette maggiori. Ciò è dovuto al fatto che le stime eseguite con Avert vanno semplicemente a ridurre il contributo delle N.R. della percentuale sostituita e indicata direttamente dall'utilizzatore del *software*. La differenza tra i risultati ottenuti con Gabi e quelli di Avert è legata non tanto alla fase di esercizio degli impianti, quanto alle fasi a contorno di approvvigionamento delle materie prime e produzione manifatturiera, nonché al ciclo di vita dell'impianto e dei suoi singoli componenti (quindi anche costruzione ed *end-of-life*), esclusi dalle valutazioni di AVERT. Il dato elaborato con GABI, quindi, consente di mantenere condizioni più conservative nel quantificare le emissioni in atmosfera totali. Mentre AVERT ha il vantaggio di considerare altri aspetti, quali il destino dei contaminanti una volta emessi in atmosfera, quindi le loro interazioni fisico-chimiche, ed, in generale, gli aspetti legati alle potenziali implicazioni che questi possono avere sulla salute della popolazione. Per entrare più nel dettaglio, gli andamenti in *verde* rappresentano le emissioni negli scenari creati con AVERT, formulati imponendo percentuali crescenti di produzione da FER - costituite dalle componenti FV (*utility* e *rooftop*) ed eolico (*onshore*), modulate secondo rapporti variabili tra loro, allo scopo di rappresentare il più ampio spettro possibile di variabilità all'interno degli scenari stessi. I risultati in *arancione* rappresentano l'andamento delle emissioni legate alle variazioni della percentuale dell'energia ottenuta con tecnologia FV (sia *utility* che *rooftop*). I tracciati in *grigio* rappresentano, invece, l'andamento delle emissioni legate alle variazioni della quota di energia ottenuta con tecnologia eolica (*onshore*) nei vari scenari. I tracciati in *giallo*, rappresentano l'andamento delle emissioni legato alle variazioni della quota percentuale dell'energia ottenuta con tecnologia geotermica, per tutti gli inquinanti oggetto di studio. I tracciati in *blu*, infine, rappresentano l'andamento delle emissioni legato alle variazioni della percentuale de energia ottenuta con un mix in rapporto costante delle tecnologie FV, eolica e geotermica nei vari scenari. Complessivamente si evidenzia un beneficio significativo, indipendentemente dalla tecnologia selezionata, con un minimo vantaggio di eolico e geotermico. La valutazione guida verso le scelte migliori in termini di emissioni in atmosfera, ma è evidente che lo scenario relativo ad un mix di FER resta il più vicino alla condizione reale.

Altra osservazione è quella legata alle emissioni di SO<sub>2</sub>, per le quali GABI prevede una diminuzione degli impatti meno marcata, rispetto ad NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> e PM<sub>2.5</sub>; uno dei

motivi potrebbe essere dovuto alla peculiarità dei materiali utilizzati, ad es., nel FV, e dei processi necessari per la loro estrazione e trattamento, e, ovviamente, alle fasi di produzione dei pannelli, in particolare ai consumi energetici a queste associati, come suggerito da Vellini et al. (2017).

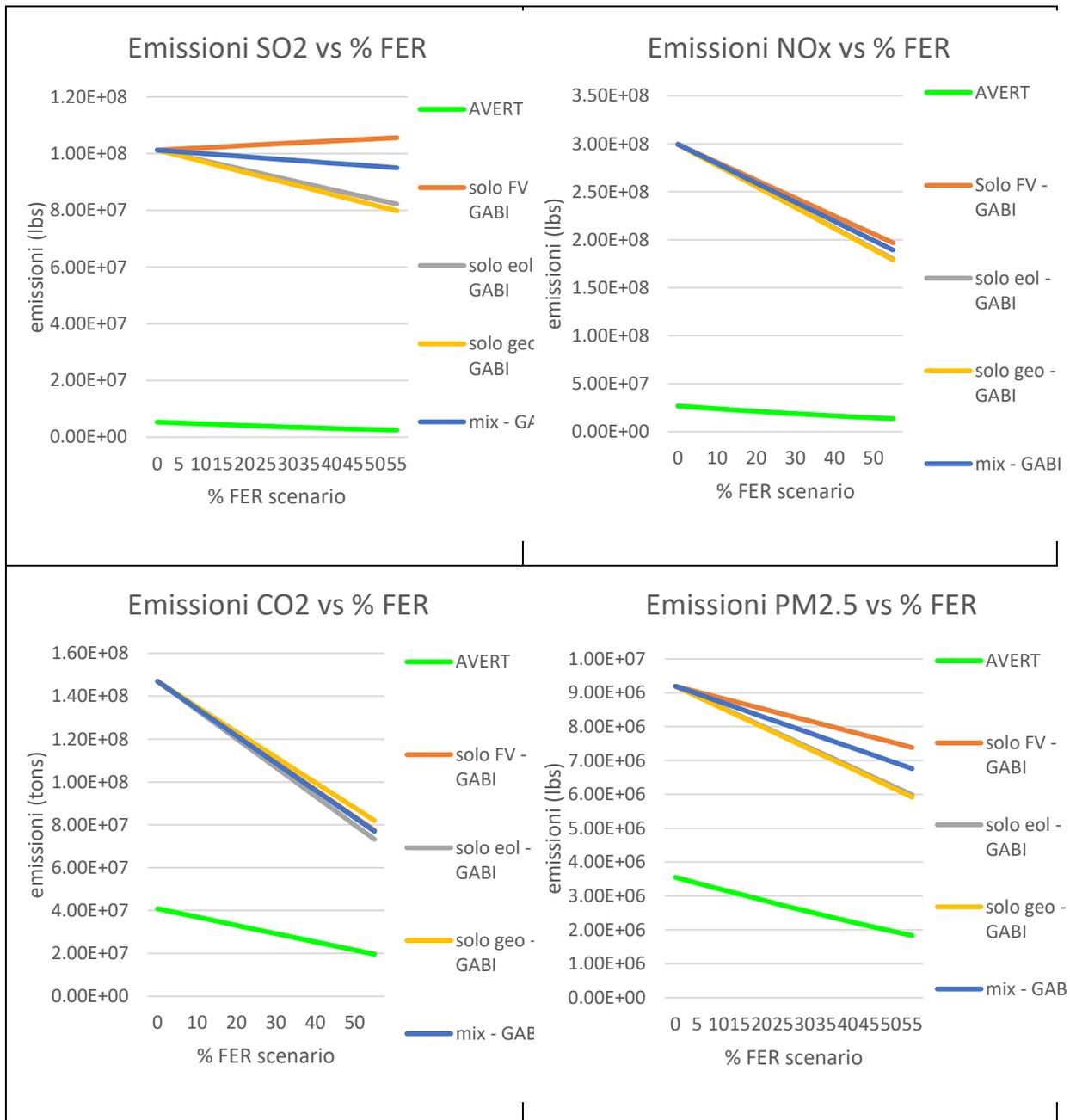


Fig. 4.3. Confronto emissioni calcolate AVERT vs GABI nei vari scenari formulati.

#### 4.6. Analisi degli Impatti (LCIA): la Carbon Footprint

I risultati in Fig. 4.4 mostrano gli andamenti della *Carbon Footprint* per tutti gli scenari presi in considerazione, analogamente a quanto fatto per le emissioni nell'ambito dell'LCI. Tali valori forniscono un'informazione relativa all'impatto dei diversi sistemi energetici sul cambiamento climatico, valutati in base ai fattori di caratterizzazione riportati in Tabella 4.5.

Tabella 4.5. Fattori di caratterizzazione applicati per il calcolo della *Carbon Footprint*.

Flusso output	Fattore C.ne (KgCO <sub>2</sub> eq./MJ)
US: Electricity from hard coal ts	1.07E+00
US: Electricity from heavy fuel oil (HFO) ts	9.87E-01
US: Electricity from natural gas ts	5.58E-01
US: Electricity from geothermal ts	6.39E-02
US: Electricity from biomass (solid) ts	5.09E-02
US: Electricity from photovoltaic ts	3.72E-02
US: Electricity from hydro power ts	7.24E-03
US: Electricity from wind power ts	6.47E-03

Si può notare che le FER scelte, indipendentemente dalla specifica tecnologia selezionata, contribuiscano ad abbassare significativamente la *C.F.*, rispetto a quella dell'attuale sistema energetico della California. Ciò è possibile grazie ad una produzione energetica a minor carico ambientale.

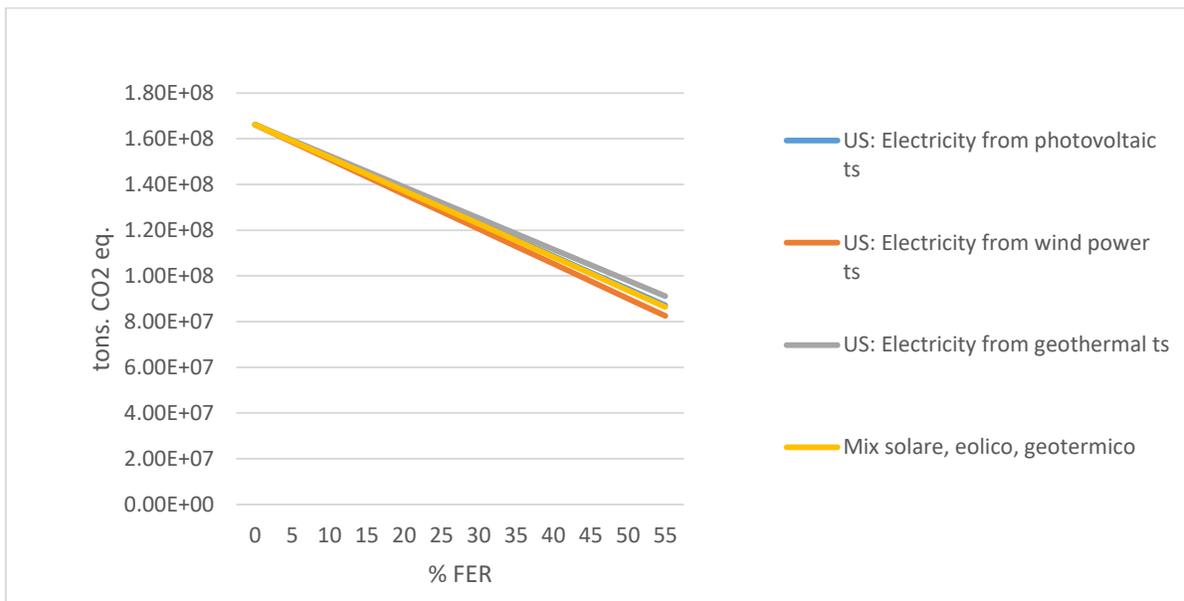


Fig. 4.4. *Carbon Footprint* totale nei diversi scenari FER, per le varie fonti, in GABI.

Complessivamente, gli scenari mostrano andamenti molto simili tra loro. Questo è dovuto, in generale, alla notevole differenza numerica tra i fattori di caratterizzazione delle FER e quello del gas, tale che la riduzione delle emissioni si “spalmi” su un ammontare iniziale abbastanza elevato da non far percepire le differenze specifiche di ogni FER, pur presenti ed importanti di per sé, in quanto ognuna, indipendentemente dalla sua natura, erode lo stesso quantitativo iniziale di fonti fossili.

È evidente che il dato della *Carbon Footprint* ci consente di avere una visione di insieme più completa rispetto alle emissioni dei singoli inquinanti. Questo è cruciale nell'ottica di interventi per una progressiva ed effettiva decarbonizzazione del settore dell'energia e nell'ambito della lotta ai cambiamenti climatici promossa nel *Green Deal*.

Altro dato interessante è quello relativo alla distribuzione degli impatti, che vedono le due fonti, carbone e petrolio, quasi a pari merito, in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente durante il ciclo di vita.

In Fig. 4.5 vengono confrontati, a titolo riassuntivo, i grafici a torta di due scenari rappresentativi, ovvero lo scenario di riferimento, ed il migliore tra quelli ottenuti dalla sostituzione della fonte gas naturale con una FER, che in questo caso si è registrato con l'eolico - con grado di penetrazione del 55%. Quest'ultimo presenta una riduzione importante della *Carbon Footprint* complessiva, che risulta ridotta di circa il 50% rispetto alla situazione di partenza. Le altre FER fanno registrare valori abbastanza simili, con riduzioni direttamente proporzionali, secondo coefficienti quasi unitari, alle percentuali di penetrazione.

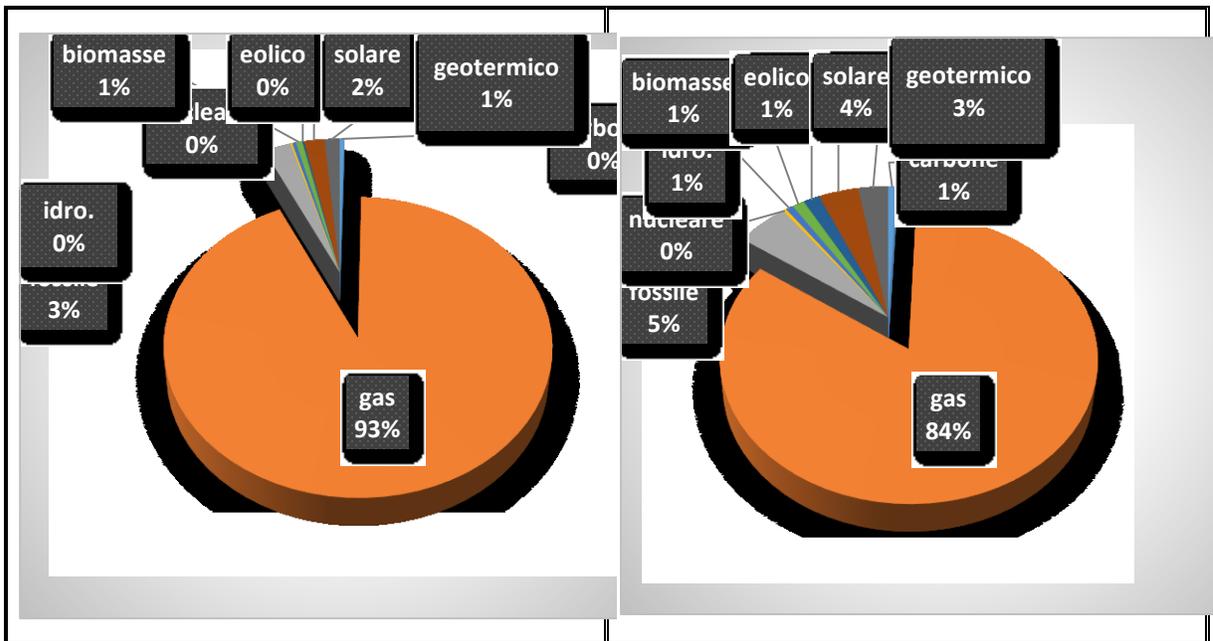


Fig. 4.5. Grafici a torta raffiguranti i contributi alla *Carbon Footprint* delle varie fonti; da sx. a dx., rispettivamente: scenario iniziale (zero) e finale (per l'eolico), corrispondente al massimo grado di penetrazione di questa fonte energetica.

## 5. CONCLUSIONI

Il presente studio rappresenta un ottimo esempio di applicazione di due differenti strumenti per la valutazione della sostenibilità ambientale nell'ambito della pianificazione energetica.

Dall'analisi è risultato che i due *software* impiegati mostrano differenti punti di forza. Gabi, grazie ad un approccio del ciclo di vita, consente di includere nella valutazione il carico ambientale di tutti gli aspetti connessi allo sfruttamento delle specifiche risorse. Ciò consente una visione più olistica ed il mantenimento di condizioni più conservative. Inoltre, la possibilità di valutare gli effetti ambientali, non solo come emissioni, ma anche come impatti in specifiche categorie (in particolare la categoria dei cambiamenti climatici) costituisce un importante punto di forza.

Avert invece mostra caratteristiche essenziali per questo genere di valutazioni, quali l'integrazione con modelli georeferenziati estremamente puntuali, riguardanti i consumi energetici dei singoli stati. Tali dati sono però riferiti alle sole emissioni statunitensi.

L'identificazione di punti deboli e punti di forza ci consente di concludere che l'integrazione degli approcci adottati dai due *software* analizzati potrebbe essere di estrema utilità. In questo modo, l'analisi del ciclo di vita consentirebbe di valutare gli impatti indiretti sulle emissioni di una certa fonte energetica, con un sufficiente grado di affidabilità dato dalla scelta di opportuni *database*. D'altro canto, l'approccio di Avert consentirebbe di rappresentare in modo credibile e dettagliato il processo di dispacciamento energetico, e l'adeguamento della rete elettrica alla variabilità inter-oraria delle richieste, ad es. del settore residenziale tipicamente caratterizzato da andamenti fluttuanti nel tempo. Un *software* di questo tipo rappresenterebbe uno strumento versatile, adatto all'utilizzo da parte di autorità ed enti pianificatori in ambito sanitario, ambientale, climatico ed energetico, come supporto al *decision-making*, per l'attuazione mirata di politiche di efficienza energetica e/o scelta di siti in cui collocare gli impianti di produzione alimentati da FER e loro ottimizzazione. Ciò comporterebbe vantaggi, principalmente su scala

locale, senza che sia richiesta una conoscenza tecnica approfondita dell'intero sistema di produzione e distribuzione dell'energia elettrica. Ulteriori miglioramenti sono oggi in atto per migliorare le prestazioni di Avert, quali ad esempio la definizione di ulteriori parametri, quali capacità energetica, e la scelta dell'ubicazione geografica delle nuove EGU, definendone perfino le esatte coordinate. Questo renderebbe AVERT potenzialmente adatto, con opportune modifiche, ad utilizzare coordinate corrispondenti a paesi diversi dagli USA, inclusa l'Italia. Resta tuttavia escluso il cambio di approccio a quello del ciclo di vita e l'inserimento delle categorie di impatto ambientale consentiti da programmi, quali ad esempio Gabi. È evidente che la possibilità di creare tale tipologia di strumento, adattabile a differenti aree geografiche, è strettamente correlata all'effettiva disponibilità dei dati energetici del Paese. A questo proposito, un tentativo italiano di reperire dati di produzione energetica e profili di emissioni, a livello di singoli impianti, o modelli relativi al dispacciamento per la rete elettrica italiana, è stato fatto, purtroppo con molte difficoltà ed esiti negativi. Il tentativo, ad esempio, delle Marche di estrapolare, dal PEAR regionale (2016), informazioni utili per i singoli impianti, ha portato a dei risultati abbastanza parziali, a causa della non completezza dei dati forniti e della frammentarietà nelle fonti informative. Si auspica che, nella futura pianificazione energetica e ambientale, al fine di pervenire ad una capacità di rappresentazione analoga a quella sfruttata da AVERT per gli USA, i dati forniti abbiano maggiore consistenza metodologica, risoluzione temporale/spaziale e completezza, e che siano organizzati in opportuni database.

Al termine di questo studio si riportano le principali prospettive future identificate:

- Una maggiore diffusione di modelli di valutazione di sostenibilità ambientale tra i decisori politici coinvolti nella pianificazione energetica nazionale e regionale
- Un miglioramento dei sistemi di valutazione, grazie all'integrazione di sistemi dettagliati di produzione/consumo energetico (a livello mondiale, nazionale e regionale) con approcci di tipo LCA;
- L'allargamento della valutazione ambientale in ambito energetico a differenti categorie di impatti, a partire da quella dei cambiamenti climatici.

## 6. APPENDICE:

### CRITERI PER IL COMPUTO E L'ASSEGNAZIONE DEGLI OBIETTIVI REGIONALI PER LA REGIONE MARCHE NELL'AMBITO DEL *BURDEN SHARING*

Rapporto tra i consumi di energia da FER (elettrica (FER-E) + termica (FER-C)) e i Consumi Finali Lordi (CFL) di energia:

$$\frac{FER E + FER C}{CFL} = 0,154$$

Il CFL di energia è dato dalla somma di 3 contributi:

- A) consumi elettrici lordi, compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto;
- B) consumi di energia per riscaldamento e raffrescamento in tutti i settori, con l'esclusione del contributo dell'energia elettrica di cui al p.to A;
- C) consumi per tutte le forme di trasporto, ad eccezione del trasporto elettrico e della navigazione internazionale.

In analogia, si pone la definizione di ‘CFL di energia da FER’, che è inteso come la somma delle seguenti grandezze:

A) energia elettrica lorda da FER - prodotta da impianti ubicati nella regione (FER-E);

B) energia termica da FER - prodotta e distribuita, anche mediante teleriscaldamento, da impianti di conversione ubicati nella regione, ad esclusione di quelli di cui al punto d) (FER-C);

C) biometano - prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione, ed immesso nella rete di distribuzione del gas naturale (FER-C);

D) biometano e biogas - prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione, ed immesso in reti di distribuzione private, ed impiegato per usi termici o di trasporto (FER-C).

Per il calcolo dei CFL, l’energia elettrica consumata è stata ricondotta alle altre fonti utilizzando l’equivalenza fisica tra il Wh ed il tep – tonnellata equivalente di petrolio ( $1 \text{ MWh} = 0,086 \text{ tep}$ ).

## 7. BIBLIOGRAFIA

Abel, D., Holloway, T., Harkey, M., Rrushaj, A., Brinkman, G., Duran, P., ... & Denholm, P. (2018). Potential air quality benefits from increased solar photovoltaic electricity generation in the eastern United States. *Atmospheric Environment*, 175, 65-74.

Abel, D. W., Holloway, T., Martínez-Santos, J., Harkey, M., Tao, M., Kubes, C., & Hayes, S. (2019). Air quality-related health benefits of energy efficiency in the United States. *Environmental science & technology*, 53(7), 3987-3998.

Adamczyk, J., & Dzikuć, M. (2014). The analysis of suppositions included in the Polish Energetic Policy using the LCA technique—Poland case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 42-50.

ANNICHIARICO, B., & COSTA, A. (2007). Protocollo di Kyoto e mercato europeo dei diritti di emissione dei gas ad effetto serra: avvio della prima borsa italiana delle emissioni. *Studi e Note di Economia*, 12(2).

Bhat, I. K., & Prakash, R. (2009). LCA of renewable energy for electricity generation systems—a review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(5), 1067-1073.

Camera dei deputati, Ufficio Rapporti con l'Unione europea (2018); *L'Unione dell'energia*;

Cochran, J., Lew, D., & Kumar, N. (2013). *Flexible Coal: Evolution from Baseload to Peaking Plant (Brochure)* (No. NREL/BR-6A20-60575). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

Commissione Europea, 2014: Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030.

Commissione Europea, 2015: Raggiungere l'obiettivo del 10% di interconnessione elettrica. Una rete elettrica europea pronta per il 2020 – Pacchetto Unione dell'Energia.

Commissione Europea, 2015: Stato dell'unione dell'energia.

Commissione Europea, 2018: Un pianeta pulito per tutti. Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra.

Commissione Europea, 2019: Il Green Deal europeo.

Coronado, C. R., de Carvalho Jr, J. A., & Silveira, J. L. (2009). Biodiesel CO2 emissions: A comparison with the main fuels in the Brazilian market. *Fuel Processing Technology*, 90(2), 204-211.

Curran, M. A., Mann, M., & Norris, G. (2005). The international workshop on electricity data for life cycle inventories. *Journal of Cleaner Production*, 13(8), 853-862.

Cusenza, M. A., Guarino, F., Longo, S., Mistretta, M., & Cellura, M. (2020). Environmental assessment of 2030 electricity generation scenarios in Sicily: An integrated approach. *Renewable Energy*, 160, 1148-1159.

Daniel, J. (2016). Estimating Utility Avoided Costs Without Utility-Specific Data. *Natural Gas & Electricity*, 32(8), 22-27.

Denholm, P., & Margolis, R. M. (2007). Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems. *Energy policy*, 35(5), 2852-2861.

E. C. J. R. Centre, 2010. [Online]. Available:  
<https://eplca.jrc.ec.europa.eu/ilcdHandbook.html>. [Consultato nell'anno 2020].

ENEA, Unità Tecnica Efficienza Energetica, *Statistiche Energetiche Regionali 1988-2008*, Marche e GSE;

Enea, Dipartimento Unità Efficienza Energetica (2019), *Rapporto Annuale Efficienza Energetica*;

*Environmental Protection Agency*, AVERT User Manual ver. 2.1 e ver. 2.3.

European Commission (2015, 2017, 2019): *Report on the state of Energy Union*

Florini, A. (2011). *The International Energy Agency in global energy governance*. *Global Policy*, 2, 40-50.

Fisher, J., C. James. N. Hughes, D. White, R. Wilson, and B. Biewald. 2011. *Emissions Reductions from Renewable Energy and Energy Efficiency in California Air Quality Management Districts*

Fisher, J., DeYoung, R. K., & Santen, N. R. (2015, April). Assessing the emission benefits of renewable energy and energy efficiency using EPA's AVOIDED Emissions and geneRation Tool (AVERT). In *US EPA International Emission Inventory Conference "Air Quality Challenges: Tackling the Changing Face of Emissions."* San Diego, CA.

Gnansounou, E., Dauriat, A., Villegas, J., & Panichelli, L. (2009). Life cycle assessment of biofuels: energy and greenhouse gas balances. *Bioresource technology*, 100(21), 4919-4930.

GSE, "*Fonti rinnovabili in Italia e nelle Regioni – Rapporto di monitoraggio 2012-2017*";

IBRD (International Bank for Reconstruction and Development), World Bank and IEA (International Energy Agency) (2015), *Global Tracking Framework 2015*, IBRD/World Bank/IEA, Washington, DC.

International Energy Agency (IEA): “*Renewables 2018 – Analysis and Forecasts to 2023*” (Market Report Series); © OECD/IEA, 2018

International Energy Agency (2017), *World Energy Outlook 2017*, OECD/IEA, Paris.

International Energy Agency (2018), *World Energy Statistics and Balances 2018* (database), OECD/IEA, Paris.

International Energy Agency (2019) “*World Energy Balances*

International Energy Agency (2019) “*World Energy Balances: Overview*.”

International Energy Agency (forthcoming), *World Energy Outlook 2018*, OECD/IEA, Paris.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2014. Climate Change 2014: Synthesis Report. Geneva, Switzerland: IPCC

ISO, Valutazione del ciclo di vita, Definizione e Linee guida, 2018.

Kabayo, J., Marques, P., Garcia, R., & Freire, F. (2019). Life-cycle sustainability assessment of key electricity generation systems in Portugal. *Energy*, 176, 131-142.

- Kiss, B., Kácsor, E., & Szalay, Z. (2020). Environmental assessment of future electricity mix—Linking an hourly economic model with LCA. *Journal of Cleaner Production*, 121536.
- Krohn, B. J., & Fripp, M. (2012). *A life cycle assessment of biodiesel derived from the “niche filling” energy crop camelina in the USA*. *Applied Energy*, 92, 92-98.
- Levy, J. I., Hammitt, J. K., Yanagisawa, Y., & Spengler, J. D. (1999). Development of a new damage function model for power plants: methodology and applications.
- Levy, J. I., & Spengler, J. D. (2002). Modeling the benefits of power plant emission controls in Massachusetts. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 52(1), 5-18.
- Levy, J. I., Woo, M. K., Tebbens, R. D., & Nishioka, Y. (2018). Emission payback periods for increased residential insulation using marginal electricity modeling: a life cycle approach. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 23(9), 1723-1734.
- Lew, D., Brinkman, G., Ibanez, E., Florita, A., Heaney, M., Hodge, B. M., Hummon, M., Stark, G., King, J., Lefton, S. A., Kumar, N., Agan, D., Jordan, G., & Venkataraman, S. (2013). *Western Wind and Solar Integration Study Phase 2*. United States. <https://dx.doi.org/10.2172/1095399>
- Mayernik, J., Harris, C., & Wilson, E. (2018). Is every kWh the same? How do energy efficiency measures stack up across regions?.

Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale, Agenzia per la promozione all'estero e l'internazionalizzazione delle imprese italiane. *Stato della California – profilo economico e commerciale - 2019*

Ministero dello Sviluppo Economico, 2010: Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia

Ministero dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, dicembre 2019: *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*

Mitchell, J. F. (1989). The “greenhouse” effect and climate change. *Reviews of Geophysics*, 27(1), 115-139.

Nissen, U., & Harfst, N. (2019). Shortcomings of the traditional “levelized cost of energy” [LCOE] for the determination of grid parity. *Energy*, 171, 1009-1016.

Organizzazione delle Nazioni Unite, *Emission Gap Report 2019*;

Pauer, E., Wohner, B., & Tacker, M. (2020). The Influence of Database Selection on Environmental Impact Results. Life Cycle Assessment of Packaging Using GaBi, Ecoinvent 3.6, and the Environmental Footprint Database. *Sustainability*, 12(23), 9948.

Pohekar, S. D., & Ramachandran, M. (2004). Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 8(4), 365-381.

Pollin, E. (2016). *Le risposte internazionali al riscaldamento globale: strumenti economici e accordi multilaterali*.

Quek, T. A., Ee, W. A., Chen, W., & Ng, T. A. (2019). Environmental impacts of transitioning to renewable electricity for Singapore and the surrounding region: A life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production*, 214, 1-11.

Regione Marche (2016), *Piano Energetico Ambientale Regionale 2020*;

Rickeard, D. J et al (2004). *WTT evaluation for production of ethanol from wheat*. London: *LCVP*. Pg, 1-39.

Riva, A., D'Angelosante, S., & Trebeschi, C. (2006). Natural gas and the environmental results of life cycle assessment. *Energy*, 31(1), 138-148.

Ryan, N. A., Johnson, J. X., Keoleian, G. A., & Lewis, G. M. Selecting Electricity Emissions Model (SEEM).

Ryan, N. A., Johnson, J. X., & Keoleian, G. A. (2016). Comparative assessment of models and methods to calculate grid electricity emissions. *Environmental science & technology*, 50(17), 8937-8953.

Ryan, N.A., Johnson, J.X., Keoleian, G.A. and Lewis, G.M. (2018), Decision Support Algorithm for Evaluating Carbon Dioxide Emissions from Electricity Generation in the United States. *Journal of Industrial Ecology*, 22: 1318-1330. doi:10.1111/jiec.12708

Singer, S., Denruyter, J. P., & Yener, D. (2017). The energy report: 100% renewable energy by 2050. In *Towards 100% renewable energy* (pp. 379-383). Springer, Cham.

Terna (1997-2018), *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*;

Turconi, R., O'Dwyer, C., Flynn, D., & Astrup, T. (2014). Emissions from cycling of thermal power plants in electricity systems with high penetration of wind power: Life cycle assessment for Ireland. *Applied energy*, 131, 1-8.

Un pianeta pulito per tutti - Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra, COM (2018) 773.

Van de Graaf, T. (2013). Fragmentation in global energy governance: explaining the creation of IRENA. *Global Environmental Politics*, 13(3), 14-33.

Vellini, M., Gambini, M., & Prattella, V. (2017). Environmental impacts of PV technology throughout the life cycle: Importance of the end-of-life management for Si-panels and CdTe-panels. *Energy*, 138, 1099-1111.

Victoria, M., & Gallego-Castillo, C. (2019). Hourly-resolution analysis of electricity decarbonization in Spain (2017–2030). *Applied Energy*, 233, 674-690.

Walzberg, J., Dandres, T., Merveille, N., Cheriet, M., & Samson, R. (2019, June). Environmental assessment of fluctuating residential electricity demand. In *2019 IEEE Sustainability through ICT Summit (StICT)* (pp. 1-6). IEEE.

WOODS, J. (2005). Biofuel greenhouse gas calculator.

[http://www-](http://www-test.hgcacom/publications/documents/Bioethanol_Greenhouse_Gas_Calculator_Appendix_4.pdf)

[test.hgcacom/publications/documents/Bioethanol\\_Greenhouse\\_Gas\\_Calculator\\_Appendix\\_4.pdf](http://www-test.hgcacom/publications/documents/Bioethanol_Greenhouse_Gas_Calculator_Appendix_4.pdf).

## **8. SITOGRAFIA**

<http://www.carbonpricingleadership.org/>  
<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/03/02/16A01548/sg>  
<http://www.ipcc.ch/>  
<http://www.oecd.org/environment/cc/>  
<http://unfccc.int/2860.php>  
<https://www.iea.org/statistics/>  
<https://www.epa.gov/>  
<https://ampd.epa.gov/ampd/>.  
[http://ec.europa.eu/clima/index\\_it.htm](http://ec.europa.eu/clima/index_it.htm)  
[https://ec.europa.eu/info/index\\_it](https://ec.europa.eu/info/index_it)  
<https://pvwatts.nrel.gov/>  
<http://www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2017-lci-documentation/extension-database-ii-energy/>  
<https://eplca.jrc.ec.europa.eu/ilcdHandbook.html>  
[www.treccani.it](http://www.treccani.it)  
<https://www.epa.gov/egrid>  
<https://www.cpuc.ca.gov/>

## ***9. NORMATIVE***

[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:efad95f3-b7f5-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0016.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:efad95f3-b7f5-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0016.02/DOC_1&format=PDF)

<https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/IT/1-2015-337-IT-F1-1.PDF>

[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0018.01/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0018.01/DOC_1&format=PDF)<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN>

[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a5bfdc21-bdd7-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0016.01/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a5bfdc21-bdd7-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0016.01/DOC_1&format=PDF)

UNI EN ISO 14040;

UNI EN ISO 14044;